

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.24.053.6-026.564.2(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Кротов Евгений Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>P1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>P2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>P3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>P4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6,
<b>P5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>P6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>P7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-9, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>P8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>P9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>P10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### **ЗАДАНИЕ** **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Кротову Евгению Владимировичу

Тема работы:

Современный подход к применению колтюбинговых технологий в процессе эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири.
Утверждена приказом директора (дата, номер) <span style="float: right;">59-120/с от 28.02.2020</span>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Понятие колтюбинговые технологии. Опыт применения отечественных и зарубежных компаний технологии колтюбинга. Технологические особенности применения технологии колтюбинга. Анализ геолого-промысловых условий применения колтюбинга. Технологии колтюбингового бурения. Анализ применения колтюбинга при проведении геофизических исследований скважин на гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубе. Технология освоения скважин азотом с применением колтюбинга. Проведение кислотной обработки призабойной зоны пласта при помощи непрерывной трубы. Применение

	колтюбинга при проведении гидравлического разрыва пласта. Ремонтно-изоляционные работы с применением гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубы. Визуальное обследование внутренней поверхности эксплуатационной колонны при помощи технологии колтюбинга. Особенности применения колтюбинга в процессе ловильных работ.
--	--

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ видов работ с применением колтюбинговых технологий	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ применения современных технологий колтюбинга на нефтяных месторождениях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Сечин Андрей Александрович

### Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Анализ видов работ с применением колтюбинговых технологий.

Анализ применения современных технологий колтюбинга на нефтяных месторождениях

Эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

### Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

29.02.2020

### Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звания	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Кротов Евгений Владимирович		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.03.2020	Анализ видов работ с применением колтюбинговых технологий.	25
15.04.2020	Анализ применения современных технологий колтюбинга на нефтяных месторождениях	25
30.04.2020	Эффективность применения технологии колтюбинга в различных мероприятиях в процессе разработки нефтяных месторождений	30
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
29.05.2019	Социальная ответственность.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		29.02.2020

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ГИС** – геофизические исследования скважин;

**ГПП** – гидropескоструйная перфорация;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ПРС** – подземный ремонт скважины;

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны;

**СПО** – спускоподъемные операции;

**БДТ** – безмуфтовая длинномерная труба;

**ГНКТ** – гибкая насосно-компрессорная труба;

**ГТ** – гибкая труба;

**НТ** – непрерывная труба;

**ОПД** – отрицательны перепад давления;

**ПОЖ** – пенообразующая жидкость;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**АКШ** – акустический каротаж широкополосный;

**РГ** – разъединитель гидравлический;

**ЛН** – ловитель наружный;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**ЗБС** – зарезка боковых стволов;

**ЗУМПФ** – зона успокоения механических примесей пластовых флюидов;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 страниц, в том числе 26 рисунков, 14 таблицы. Список литературы включает 18 источника. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: колтюрбинг, гибкая непрерывная труба.

Объектом исследования являются мероприятия, в которых применяется технология непрерывная труба (колтюрбинг).

Цель исследования – анализ методов и технологий применения колтюрбиговых технологий на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования была подробно рассмотрены виды работ с применением колтюрбиговой установки, а также перспективы по применению установок непрерывной трубы на месторождениях. Проведен анализ всех технологий с применением колтюрбиговой установки и сопутствующих им операций.

В результате анализа выявлен положительный эффект от применения данной установки.

Область применения: колтюрбиговое бурение, освоение скважин азотом, геофизические исследования скважин, гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка призабойной зоны пласта и ремонтно-изоляционные работы.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением скорости проведения технологических операций на месторождениях.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 АНАЛИЗ ВИДОВ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	12
1.1 Понятие технологии колтюбинга .....	12
1.2 Опыт применения отечественных и зарубежных компаний технологии колтюбинга.....	13
1.3 Технологические особенности применения технологии колтюбинга.....	24
1.4 Анализ геолого-промысловых условий применения колтюбинга .....	27
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КОЛТЮБИНГА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	32
2.1 Особенности технологии колтюбингового бурения .....	32
2.2 Анализ применения колтюбинга при проведении геофизических исследований скважин на гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубе	36
2.3 Технология освоение скважин азотом с применением колтюбинга.....	38
2.4 Проведение кислотной обработки призабойной зоны пласта при помощи непрерывной трубы.....	42
2.5 Применение колтюбинга при проведении гидравлического разрыва пласта	45
2.6 Ремонтно-изоляционные работы с применением гибкой насосно-компрессорной трубы .....	55
2.7 Визуальное обследование внутренней поверхности эксплуатационной колонны при помощи технологии колтюбинга.....	58
2.8 Особенности применения колтюбинга в процессе ловильных работ .....	61
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОЛТЮБИНГА В РАЗЛИЧНЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....	66
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1 Расчет стоимости проведения гидравлического разрыва .....	69
4.2 Расчёт времени на проведение мероприятия .....	72
4.3 Расчёт амортизационных отчислений.....	72
4.4 Расчёт заработной платы .....	74



4.5 Отчисления во внебюджетные фонды .....	74
4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.....	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	78
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
5.2 Производственная безопасность.....	80
5.3 Экологическая безопасность.....	80
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	88
Приложение А .....	91
Приложение Б.....	95

## **ВВЕДЕНИЕ**

Нефтяная отрасль в России, долгое время следовала политике увеличения добычи углеводородов за счет привлечения в разработку новых участков недр. Нефтегазовые компании ставят перед собой цель наиболее полного извлечения сырья из недр, но на пути достижения этой цели возникают проблемы связанные с выходом месторождений на стадию зрелой разработки с падающей добычей, а так же с открытием новых залежей углеводородов, которые залегают все глубже. Другими словами возрастает доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

Разработка ТРИЗ требовательная к экономическим вложениям, а так же к использованию новых технологий. Существующие решения имеют свои пределы, которые во многих случаях уже достигнуты.

Тем не менее, научно-технический прогресс не стоит на месте, и каждый год разрабатываются и вводятся в эксплуатацию новые технологии, а так же совершенствуются уже существующие методики.

В связи с этим в последнее время стали активно развиваться технологии, связанные с использованием гибкой трубы, более известной как «колтюбинг» которая была изобретена в США в 50-х годах прошлого века.

Колтюбинг, или как его еще называют «технология намотанной трубы» это активно развивающееся направление специального нефтегазового оборудования, которое затрагивает сферы касающиеся бурения скважин, их капитальный ремонт, геофизических исследований, промывок скважин, ловильных работ, вызова притока азотом.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения колтюбинговых технологий для обработки скважин на нефтяном месторождении «Х» (Томская область).

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть виды работ с применением колтюбинговых технологий.
2. Проанализировать применение технологий колтюбинга на месторождениях.

3. Оценить перспективы применения колтубинга на месторождении «Х».

# **1 АНАЛИЗ ВИДОВ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

## **1.1 Понятие технологии колтюбинга**

Колтюбинговые технологии основаны на применении гибких непрерывных труб, вместо традиционных буровых труб и насосно-компрессорных труб (НКТ) при внутрискважинных работах: капитальном ремонте, в том числе при гидравлическом разрыве пласта, бурении, геофизических исследованиях.

Гибкие трубы позволяют получить доступ в горизонтальные и боковые стволы. Перспектива применения безмуфтовой стальной трубы вместо множества свинчиваемых была очевидна на всех этапах развития нефтегазового хозяйства. Первые шаги в России эта технология сделала еще в 1971 году стараниями особого конструкторского бюро бесштанговых насосов.

Бурение, подземный ремонт, исследование скважин - все это различные технологии и процессы по назначению, применяемой техники и технологии операций. Для колтюбинга и выше перечисленных технологий общим является применение колонн гибких непрерывных металлических труб.

Первым опытом применения непрерывной гибкой металлической трубы для подземного ремонта и добычи пластовой жидкости можно считать спуск установки погружного электроцентробежного насоса. Кабель питания погружного двигателя при этом располагался внутри колонны. В результате чего надежность кабеля многократно увеличивалась по сравнению с традиционными схемами. Помимо этого, выполнение подземного ремонта сводилось к наматыванию трубы на барабан без свинчивания и развинчивания резьбовых соединений колонны. Данное техническое решение имеет много положительных сторон, но в контексте рассматриваемого вопроса важно одно - колонна непрерывных металлических труб использовалась для операций подземного ремонта скважин. Это направление создания нефтепромыслового оборудования не получило дальнейшего развития прежде всего из-за отсутствия на тот момент надежных и дешевых гибких труб.

Приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации установок, с колонной гибких труб, принадлежит фирмам США и Канады. В настоящее время в мире эксплуатируется более 2500 установок колтюбинга, причем их число все время возрастает. В нашей стране их количество на данный момент не превышает 270. Особенностью описываемого оборудования является работа гибкой трубы при наличии пластических деформаций, что требует создания труб с принципиально иными свойствами, чем изготавливаются в настоящее время. Достаточно интенсивные работы в этом направлении, специалисты ведут под эгидой ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Татнефть» [1].

За последние годы спектр выполняемых с помощью колтюбинговых технологий работ многократно увеличился, раньше это были в основном простые промывки, а теперь проводятся сложнейшие технологические операции, включая водоизоляционные работы и зарезку боковых стволов на больших глубинах.

На сегодняшний день колтюбинг является одной из наиболее современных технологий для доработки зрелых месторождений. Эту технологию по-прежнему используют для очищения старых, загрязненных скважин.

## **1.2 Опыт применения отечественных и зарубежных компаний технологии колтюбинга**

Впервые массовое использование гибких труб большой длины было осуществлено при проведении операции по форсированию пролива Ла-Манш, при высадке союзных войск во Франции во время второй мировой войны. Для обеспечения снабжения войск горючим было развернуто 23 нитки трубопроводов по дну пролива: 6 трубопроводов были стальными с внутренним диаметром 76,2 мм, а остальные имели композиционную конструкцию - внутри слой из свинца, снаружи стальная оплетка. Укладку стальных трубопроводов проводили с плавучих катушек диаметром порядка 12 м. На них были намотаны

секции трубопроводов длиной 1220 м. Каждая секция, в свою очередь, состояла из сваренных встык труб длиной 6,1 м.

Подобная технология была положена в основу изготовления колонн гибких непрерывных труб в начальный период проведения работ на промыслах. Впервые это осуществила компания «Creat Lakes Steel Co.» (США) в 1962 г. Трубы диаметром 33,4 мм с толщиной стенки 4,4 мм сваривали в атмосфере инертного газа встык из 15 кусков. Изготовленную трубу наматывали на катушку с диаметром сердечника 2,7 м.

Технологию создания гибких труб все время совершенствовали и отрабатывали, но только к концу 70-х годов их качество стало соответствовать требованиям, необходимым для проведения работ на нефтепромыслах.

Параллельно специалисты Канады создавали гибкие трубы для бурения скважин. К 1976 г. фирмой «Flex Tube Service Ltd.» была изготовлена и использована при проведении буровых работ гибкая колонна из стали диаметром 60,3 мм, которая наматывалась на катушку с диаметром сердечника около 4 м. и состояла из сваренных встык 12-метровых труб.

Вскоре специалисты этой же фирмы изготовили колонну бурильных труб диаметром 60,3 мм из алюминия. Работы по созданию труб подобной конструкции были прекращены из-за их низкой прочности, при которой спуск на глубину колонны возможен лишь до 900 м.

Основное внимание изготовителей труб было сосредоточено на отработке технологии, которая могла бы обеспечить как можно большую длину отдельных плетей и таким образом сократить число поперечных стыков, а также на совершенствовании конструкции самого стыка.

К 1991 г. глубина спуска гибкой трубы увеличилась до 5200 м, а в 1995 г. был начат выпуск труб с наружным диаметром 114,3 мм [2].

Начало развития российского рынка колтюбинга, приходится на 1998–1999 годы, когда в стране появились первые колтюбинговые установки. В 1999 году их насчитывалось всего три десятка, но в 2000-м стало уже около 70 единиц. Уже тогда колтюбинг стал реальным конкурентом традиционного КРС,

однако лишь немногие компании в то время использовали колтюрбинг для сложных операций.

На сегодняшний день, у специалистов, работающих над созданием и совершенствованием оборудования, существует мнение, что нет таких операций или процессов при бурении и подземном ремонте скважин, где нельзя было бы применить колтюрбинг.

Список работ с применением этой технологии достаточно широк: отчистка стволов скважин, гидравлический разрыв пласта, геофизические исследования скважин на гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубе, гидрорескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны пласта, ловильные работы, ремонтно-изоляционные работы, визуальное обследование внутренней поверхности эксплуатационной колонны, технология колтюрбингового бурения.

### **Отчистка стволов скважин**

Колтюрбинг наиболее часто используется для очистки стволов скважин от песка, отложений на стенках внутрискважинного оборудования, бурового раствора и т.д. Технология предназначена для удаления твердых фракций или жидкости из ствола скважины, не оказывая при этом никакой гидростатической нагрузки на пласт. Работая в вакуумном режиме, сильные струи растворяют твердые фракции. Так же струи прочищают закупорившиеся порты, обеспечивая бесперебойный приток. Когда установка работает в режиме всасывания, в околоскважинном пространстве создается локализованная зона давления, оказывающая точечную депрессию на пласт.

Применение этой технологии – это идеальное решение для очистки скважин с низким давлением и с длинными горизонтальными участками.

### **Гидравлический разрыв пласта**

Для интенсификации притока нефти к забою скважины, вскрывающей низкопроницаемые коллекторы, необходимо создать в их призабойной зоне систему трещин. Для раскрытия естественных микротрещин и создания, новых в материале призабойной зоны пласта, следует создать давление, которое

превысило бы прочность слагающего его материала. Это достигается за счет закачки технологической жидкости в продуктивный пласт с расходом, величина которого превышает расход жидкости, поглощаемой пластом. После фиксации образовавшихся трещин путем нагнетания в них песка, гидравлическое сопротивление призабойной зоны существенно снижается и дебит скважины увеличивается.

В глинистых разрезах наиболее эффективным является создание вертикальных трещин, так как они соединяют продуктивные нефтегазоносные пропластки. Такие трещины получают воздействием нефилтрирующихся жидкостей или быстрым повышением скорости закачки.

Таблица 1 – Необходимые источники информации для проведения ГРП

Тип данных	Источники данных	Назначение данных
–литология –тип горных пород –пористость –проницаемость –напряжения горных пород –градиент разрыва –вдавливание проппанта в горную породу	–каротаж –образцы керна –опробование пласта –исследование кривых восстановления давления –отчеты о проведении ГРП в других скважинах –ГИС –диаграмма параметров бурения	Для определения: –типа воздействия –эффективности ГРП –максимального рабочего давления на поверхности –ухудшения проводимости трещины (разрушение проппанта или вдавливание в породу)
–состав пластовых флюидов	–образцы керна –опробование пласта –каротаж	–для определения совместимости пластовых флюидов с рабочими жидкостями
–водонасыщенность	–каротаж –образцы керна	–для определения водонефтяного фактора, совместимости жидкостей и потенциального дебита скважины после ГРП



## Продолжение таблицы 1

–пластовые аномалии или загрязнение	–исследование кривых восстановления давления	–для определения типа воздействия
–пластовое давление	–исследование КВД или методом понижения уровня	–для определения ожидаемой продуктивности –для расчета индекса продуктивности
–данные по добыче	–история добычи –испытание скважины на приток	–для расчета индекса продуктивности PI –для определения кратности увеличения дебита –для определения извлекаемых запасов –для определения вероятности успеха –для установления вероятных проблем при дизайне и проведении ГРП

### **Геофизические исследования скважин на гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубе**

Колтюринг позволяет проводить ГИС автономными приборами и в режиме on-line (ГНКТ с кабелем) на наклонно-направленных или сильно искривленных скважинах, скважинах с горизонтальным окончанием.

Кроме того, колтюринг позволяет проводить сбор данных при обработке призабойной зоны пласта (ПЗП) таких как запись забойного давления, зенитного, азимутального углов и температуры.

### **Гидропескоструйная перфорация**

Гидропескоструйная перфорация относится не только к методам вторичного вскрытия, но и к эффективным методам искусственного воздействия на призабойные зоны скважин с целью управления продуктивностью или приемистостью.

Основой гидропескоструйной перфорации является использование кинетической энергии струй геле-песчаных суспензий, формируемых в насадках гидропескоструйного перфоратора. Высокоскоростные геле-песчаные струи обладают абразивным действием, что позволяет направленно и эффективно воздействовать на обсадную колонну, цементный камень и горные

породы, создавая в них каналы различной ориентации. Жидкостно-песчаная смесь закачивается в ГНКТ насосным агрегатом под высоким давлением.

Преимущества у этой операции много: безопасная технология, не создает трещины в цементном камне, не уплотняет стенки перфорационных каналов и не загрязняет каналы продуктами взрыва, создает обширную зону вскрытия и объемные каверны.

### **Кислотная обработка призабойной зоны пласта**

Кислотную обработку с использованием гибкой трубы проводят для более эффективного и управляемого воздействия кислоты на продуктивные пласты–коллекторы. С использованием колтюбинговых установок можно выполнять следующие виды работ:

- кислотная обработка призабойной зоны скважин при ухудшении эксплуатационных качеств пласта;
- избирательная кислотная обработка призабойной зоны отдельных пропластков;
- обработка вспененной кислотой большого интервала ствола скважины при пониженном давлении на забое.

Кислота обрабатывает только высокопроницаемые пропластки и с каждой новой обработкой «живой» кислотой происходит расширение уже существующих каналов и полостей.

В связи с этим, требуется применение колтюбинга в сочетании с отклоняющими технологиями:

#### **1. Кислотные ванны.**

Это наиболее простые кислотные обработки, они предназначены для очистки стенок скважины и забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т.д. Такая очистка способствует увеличению зоны охвата пород раствором кислоты и предупреждает образование отложений в порах пород при последующих обработках. Кислотные ванны в основном устанавливают в скважинах, в которых продуктивный пласт не закреплен обсадной колонной, т.е. в скважинах

с открытым стволом. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15 – 20 %. Если кислотные ванны устанавливают в обсаженных скважинах, то концентрация кислоты не должна превышать 12 %. Объем раствора для установки кислотной ванны определяют, исходя из полного перекрытия обрабатываемого интервала от подошвы до кровли [3].

## 2. Пенокислотная обработка.

Пены – пузырьки газа или воздуха в жидкости, разделенные тонкими прослойками (пленками) этой же жидкости. Для получения пены, кроме газа и жидкости, нужно присутствие еще одного вещества – поверхностно – активного вещества (ПАВ). Для получения более устойчивых пен в раствор пенообразователя добавляют стабилизатор. Пены такого состава называются двухфазными (основные компоненты – газ и жидкость). Если в качестве жидкости используется раствор соляной кислоты с ПАВ, то при газировании этой жидкости образуются кислотные пены. Механизм действия кислотных пен заключается в замедлении скорости нейтрализации кислоты карбонатной породой, приводящем к удлинению пути движения кислоты в активном состоянии. Кислотные пены способствуют увеличению охвата пласта воздействием кислоты, так как имеют низкую плотность от 300 кг/м<sup>3</sup> до 800 кг/м<sup>3</sup>, повышенную вязкость и прочность. Пенокислотные обработки применяют для воздействия на продуктивные пласты, сложенные карбонатными породами, также на песчаники с высоким содержанием карбонатного цемента [3].

## 3. Кислотоструйная обработка.

Принцип кислотоструйной обработки схож с гидropескоструйной перфорацией, но из конусной насадки с большой скоростью выходят струи раствора кислоты. Проводят такую обработку с помощью специального инструмента называемого гидромонитором. Применяется обработка, в основном, в скважинах с открытым забоем для отчистки от глинистых корок и образования новых каналов в карбонатной породе [3] (рисунок 1).

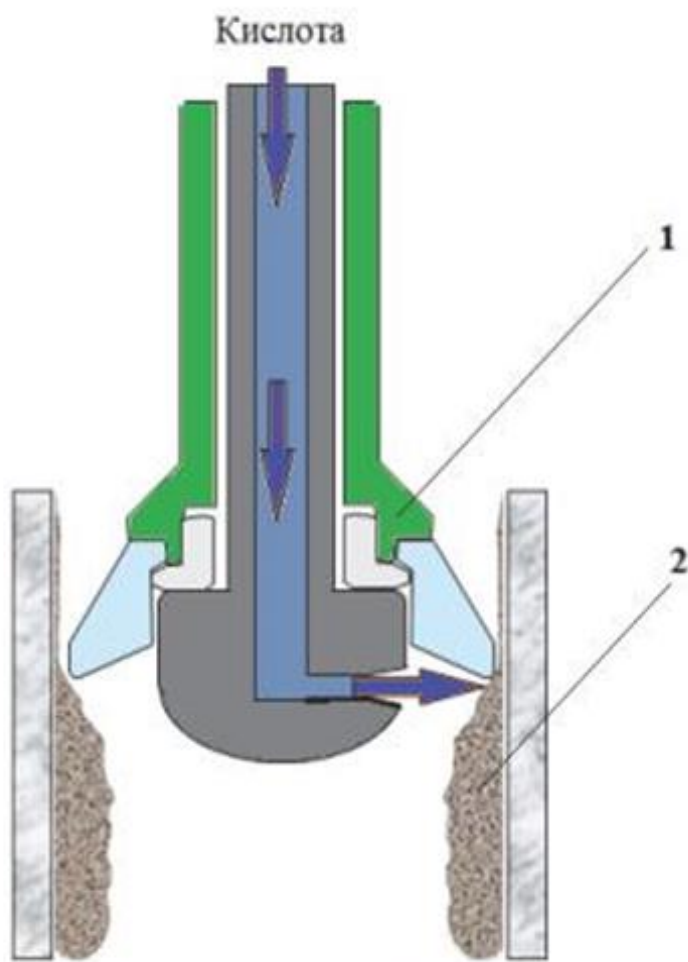


Рисунок 1 – Кислотоструйная обработка

1 – гидромонитор; 2 – глинистая корка

### **Ловильные работы**

К ловильным операциям с непрерывной трубой относят извлечение надувных мостовых пробок, стыковочных втулок, забойных компоновок, частей колонн труб, кабеля и другие.

Колонна непрерывных труб имеет более высокую прочность по сравнению с бронированным кабелем. Из этого вытекает ряд преимуществ: использование более тяжелых инструментов, обеспечивается постоянная циркуляция в скважине, быстрый монтаж и непродолжительное время спускоподъемных операций, более быстрое развертывание и свертывание по сравнению с традиционными установками, сокращение потребляемых материалов и трудовых ресурсов, значительное сокращение затрат.

Вместе с тем, установки с непрерывной трубой имеют ряд недостатков при проведении ловильных работ. Сравнительно низкая прочность при растяжении ограничивает предельные усилия при подъеме, а отсутствие возможности обеспечить вращательное движение не позволяет использовать скважинные кривые переводники, крюки, овершоты, ясы и другие механизмы.

Целесообразность применения непрерывной трубы зависит от фактических скважинных условий и степени риска. Для этого необходимо правильно оценить возможность применения НТ в конкретной скважине и принять оптимальное решение. В настоящее время при осуществлении ловильных операций с использованием НТ применяют инструменты нового поколения: гидравлически освобождаемые овершоты; соединители клинового типа с шейками для захвата ловильным инструментом; скважинные двигатели, предназначенные для вращения овершота, применяемого совместно с кривым переводником или крюком. Среди преимуществ применения непрерывной трубы по сравнению с канатными операциями следует отметить:

1. Возможность циркуляции технологической жидкости в скважине;
2. Возможность вращения ловильного инструмента с помощью забойного двигателя;
3. Возможность выполнения работ в наклонных и горизонтальных скважинах.

### **Ремонтно-изоляционные работы**

Ремонтно-изоляционные работы с использованием колтюбинга включают в себя работу с полимерными, силикатными, кремнийорганическими составами, смолами. Колтюбинг позволяет устанавливать и разбуривать цементные мосты через колонну НКТ с применением фрезеров и расширителей.

Целью установки цементных мостов является изоляция части перфорационного интервала в скважине. Установка цементного моста может осуществляться непосредственно в полости эксплуатационной колонны (рисунок 2).

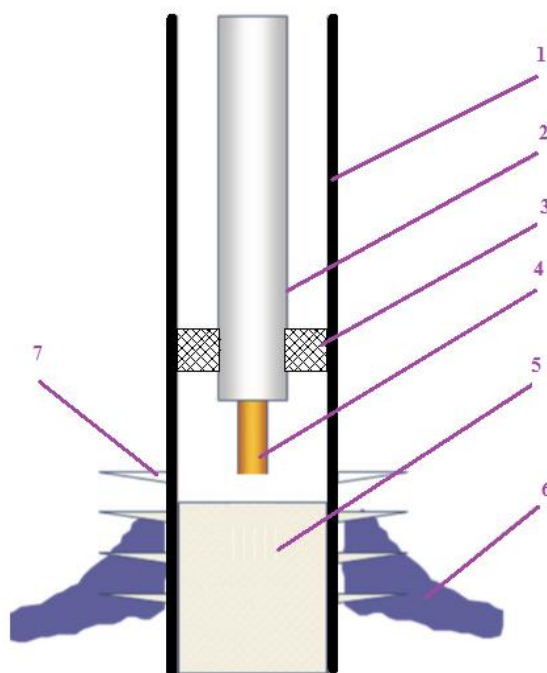


Рисунок 2 – Схема установки цементного моста

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – насосно-компрессорная труба;  
 3 – пакер; 4 – непрерывная труба; 5 – цементный мост; 6 – конус воды;  
 7 – перфорационные отверстия

### **Визуальное обследование внутренней поверхности эксплуатационной колонны**

Визуальное обследование внутренней поверхности эксплуатационной колонны, стенок открытого забоя или зоны упавшего в скважину оборудования позволяет принять наиболее обоснованное решение о перспективах дальнейшей эксплуатации, применяемых технологиях ремонтных работ и т.п. Для обследования скважины используются специально спроектированные погружные телевизионные камеры, рассчитанные на работу при высоком гидростатическом давлении и имеющие оптику, позволяющую осматривать скважину в радиальном и осевом направлении. Передача изображения осуществляется по кабелю, соединяющему камеру с приемным оборудованием, расположенным на поверхности земли.

### **Технологии колтюбингового бурения**

В России колтюбинговое бурение потенциально выгодно для следующих областей применения: бурение вблизи водоносных пластов,

уплотняющее бурение, бурение карбонатных пластов и горизонтальных скважин.

Технологии колтюбингового бурения (КТБ), в основном, применяются для бурения боковых стволов на депрессии или углублении ранее пробуренных скважин, нежели для бурения скважин с нуля.

Преимущества этой технологии включают скорость спускоподъемных операций, возможность непрерывного бурения скважин без необходимости остановок для наращивания труб и, разумеется, возможность постоянной перекачки. Если при бурении давление столба бурового раствора меньше пластового давления, то бурение происходит на депрессии, в этом случае применение технологии КТБ является идеальным выбором для бурения, что позволяет минимизировать повреждение пласта.

Технология разделяется на несколько специализированных направлений, начиная от вертикального бурения на репрессии (когда внутреннее давление в коллекторе превышает пластовое гидростатическое) для месторождений на ранних этапах разведки, до более сложного бурения горизонтальных скважин с отрицательной депрессией на пласт.

Колтюбинговое бурение пользуется наибольшей популярностью в таких странах, как США (в частности, Аляска), Канада и Норвегия.

В настоящее время применение колтюбинга на российском рынке в первую очередь сфокусировано на проведении:

1. ГРП и МГРП на новых скважинах;
2. КРС, в том числе при обработке призабойной зоны (ОПЗ);
3. Подготовки скважин к ГРП и ЗБС;
4. Освоения скважин после ГРП и ЗБС;
5. Введении в эксплуатацию и ремонте нагнетательных скважин (освоение вновь пробуренных скважин).

Использование ГНКТ в сегментах бурения и ЗБС является достаточно ограниченным, за исключением ПАО «Сургутнефтегаз», что особенно заметно в сравнении с международным опытом в США и Канаде.

Рынок колтюбинга в России начал развиваться с 1998 года, но особенно быстро он прогрессировал в 2007-2018 гг., в течение которых количество операций выросло на 153,9 %, с 8,6 тыс. в 2007 году до 21,9 тыс. в 2018 году (рисунок 3).

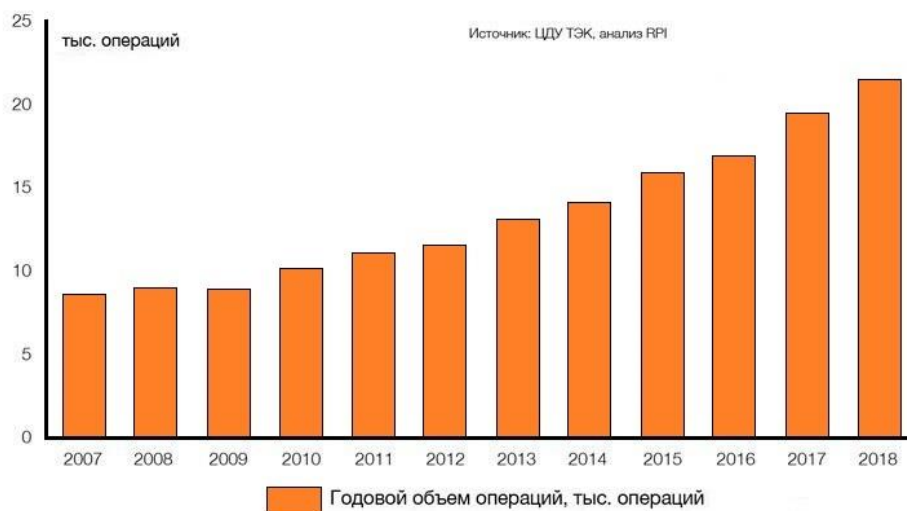


Рисунок 3 – Годовой объем операций колтюбинга в России, 2007-2018гг.

По состоянию на 2018 год ключевыми регионами в области применения колтюбинга являлись Западная Сибирь (78,8 % от всех операций в России) и Волга-Урал. Это обусловлено растущим количеством скважин на месторождениях на поздних стадиях эксплуатации, на которых в большей степени проводятся операции ГРП, КРС и осуществляется бурение боковых стволов. Изменение числа операций колтюбинга по регионам нефтедобычи в 2007-2018 гг. в основном было вызвано ростом количества операций КРС и ГРП/МГРП с использованием ГНКТ. Бурение и ЗБС с ГНКТ являются драйверами только для Западной и Восточной Сибири [4].

### **1.3 Технологические особенности применения технологии колтюбинга**

Мировой опыт применения колонн непрерывных труб насчитывает более 45 лет. И, конечно, за это время были выявлены и неоднократно подтверждались на практике, как преимущества, так и недостатки использования данной технологии. К достоинствам непрерывных труб относятся:



1. Меньшие размеры площадки для бурения и меньший уровень шума. Это достигается меньшим количеством агрегатов на кустовой площадке, и более компактным расположением;
2. Снижение объема вредных выбросов. За счет меньшей потребности в буровом растворе количество шлама снижается в 3,3 раза;
3. Снижение повреждения пласта при бурении на депрессии. Предотвращается появление скин-эффекта и соответствующего отрицательного воздействия на производительность скважины и отдачу пласта. Пониженное давление в стволе скважины также увеличивает скорость проходки, удлиняет срок службы долота и предотвращает потерю бурового раствора в породу, сводя к минимуму вероятность прихвата под действием перепада давлений. Вскрытие пластов в условиях депрессии создает предпосылки для сохранения естественного состояния вскрываемых продуктивных пород;
4. Быстрота спускоподъемных операций за счет непрерывной трубы. Спускоподъемные операции с применением труб на муфтовом соединении относятся к наиболее трудоемким работам. На них приходится до 40 % всего времени, затрачиваемого на операции, проводимые над скважиной. Непрерывная труба же в свою очередь сокращает время СПО, так как отсутствуют соединения, над которыми нужно проводить операции отвинчивания/свинчивания;
5. Увеличение механической скорости бурения. В Канаде на ГНТ диаметром 75 мм с помощью колтюбинговой установки на глубине 1742 м был пробурен горизонтальный ствол длиной 758 м диаметром 120,7 мм со скоростью 12-15 м/ч в конце бурения;
6. Быстрая кабельная телеметрия и лучший контроль траектории ствола скважины. Связь с поверхностью при колтюбинговом бурении осуществляется по высокоскоростному кабельному каналу и обеспечивает получение данных в режиме реального времени. На основании получаемых данных программное обеспечение осуществляет построение реальной траектории скважины и сравнивает ее с проектной;

7. В нагнетательных скважинах исключается подъем колонны насосно-компрессорных труб. Это достигается благодаря малому поперечному диаметру колонны непрерывных труб, который позволяет свободный спуск внутри трубы НКТ без ее подъема;

8. Возможность проведения неограниченного количества обработки призабойной зоны пласта за одну спускоподъемную операцию. Применяются технологии, включающие в себя несколько последовательных операций над обрабатываемой зоной скважины путем закачки растворов отдельными порциями;

9. Возможность проведения работ КРС без глушения. Установка колтюбинга, с сопутствующим технологическим оборудованием, способна производить спускоподъемные операции в скважине, обеспечивая временную или постоянную циркуляцию. При этом скважина может находиться в эксплуатации;

К недостаткам технологии с использованием гибкой трубы по сравнению с технологией, реализуемой установками капитального ремонта скважин, относятся:

1. Невозможность вращения колонны, а также не всегда достаточные развиваемые усилия по сравнению с традиционными конструкциями;

2. Тенденция колонн гибких труб к скручиванию. Высокое гидравлическое сопротивление и низкая изгибная жесткость гибких труб, приводящая к потере устойчивости при появлении сжимающих нагрузок;

3. Ограниченная длина гибких труб, размещаемых на барабане;

4. Трудность с осуществлением ремонта гибких труб в промысловых условиях;

Особенностями эксплуатации установки колонны непрерывных труб является то что они создаются компактными и монтируются на автомобильном шасси, обеспечивающем передвижение в условиях дорог без твердого покрытия. Оборудование агрегата работает при температурах окружающей среды от  $-45$  до  $+45^{\circ}\text{C}$  и устойчиво к агрессивным средам. Монтаж–демонтаж

установки на устье скважины проводится без привлечения дополнительной грузоподъемной техники. Если колтюбинговая установка используется для бурения, то ее параметры нужно контролировать с помощью телеметрической и циркулярной систем. Во время работы колтюбинговой установки нельзя осуществлять техническое обслуживание агрегатов.

#### **1.4 Анализ геолого-промысловых условий применения колтюбинга**

Первостепенными кандидатами для колтюбингового бурения можно назвать пласты, расположенные близко к обводненным зонам из-за отсутствия пространства для распространения трещин.

Пласты с низким давлением – обычные претенденты для бурения на депрессии.

Когда интенсификация с ГРП не применима, обеспечить минимальное повреждение пластов поможет колтюбинговое бурение на депрессии в сочетании либо с заканчиванием необсаженной скважины со спуском хвостовика с щелевыми прорезями, либо с заканчиванием скважины при отрицательном давлении на пласт с перфорацией обсаженного продуктивного интервала.

Еще одним примером, где колтюбинговое бурение может быть выгодным – бурение карбонатных пластов. Естественные трещины и щели обычно забиваются теряемым в них буровым раствором, а глинистая пленка изолирует мелкие трещины. В трещиноватых карбонатных пластах буровые растворы нередко теряются полностью. В коллекторах с низким давлением раствор и глинистую корку сложно удалить, а повреждение пласта может быть не только глубоким, но и необратимым. Бурение на депрессии поможет избежать проблем с глинистой коркой и раствором, будет выгодно использовать для песчаных и, особенно, карбонатных пластов в горизонтальных скважинах, где существует хорошая вертикальная проницаемость. При бурении на депрессии гидростатическое давление буровой промывочной жидкости в стволе скважины меньше пластового давления, что

обеспечивает приток пластовой жидкости в скважину и способствует сохранению коллекторских свойств пласта.

Условия отрицательного перепада давления (ОПД) в системе скважина–пласт применимы в бурении как горизонтальных, так и вертикальных скважин из-за неоспоримых преимуществ, позволяющих свести к минимуму проблемы, связанные с бурением. Горизонтальные стволы скважин в песчаных коллекторах обычно бурятся с помощью специальных растворов для забуривания и, в случае бурения с забойной системой контроля и последующими мероприятиями по ремонту скважин, не представляют большой сложности.

Одним из наиболее удачных примеров бурения на депрессии газовой скважины с горизонтальным участком с применением гибридной установки с гибкой трубой является скважина «Апачи Харматан» 12-16-33-3 W5M (Apache Harmattan 12-16-33-3 W5M), пробуренная компанией Фракмастер в мае 2007 года. Оператором скважины является компания «Апачи Канада». (Apache Canada Ltd). Место нахождения скважины обозначено, согласно канадской классификации, номером 12-16-33-3 W5M, что относится к канадской провинции Альберта.

Основные литологические и коллекторские свойства пласта. Газоносный продуктивный горизонт на объекте представлен карбонатными отложениями и характеризуется следующими параметрами:

- толщина пласта 18 м;
- толщина продуктивного горизонта 6,3 м;
- пористость 7,5 %;
- проницаемость на горизонтальном участке 1 милли Дарси;
- проницаемость на вертикальном участке 0,3 милли Дарси;
- пластовое давление 165 атм;
- отмечалась относительно высокая однородность эксплуатационного объекта.

Цели и основные параметры бурения:

- вертикальная глубина скважины 2451 м;
- длина по стволу скважины 2870 м - диаметр ствола: 120,7 мм.

Компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК) включала долото трёхшарошечное марки STR-30 с фрезерованными зубцами, винтовой забойный двигатель марки «Трудрил», D-95 мм с регулируемым (кривым) переводником с углом наклона 1,15. На данном эксплуатируемом объекте была поставлена задача, пробурить ствол диаметром 120,7 мм на приблизительную глубину в 2940 м от отметки в 2507 м. Бурить предстояло в пласте нижнего карбона с учётом того, что общая глубина проходки будет уточнена в соответствии с длиной, имеющейся в наличии гибкой трубы. Бурение проводилось на депрессии с использованием азота и дизельного топлива в качестве промывочной жидкости. При расчётном пластовом давлении в 165 атм, давление в затрубном пространстве (ЗП) поддерживалось в пределах 75 – 90 атм. Содержание H<sub>2</sub>S в пластовом флюиде составляло примерно 1%. Приток газа составил 170-227 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Фактическая вертикальная глубина скважины составила 2447,9-453,8 м, с глубиной по стволу скважины 2870,0 м. Навигационный контроль над направлением и глубиной бурения вёлся в соответствии с проектом.

Скорость проходки заметно не менялась с изменением расхода бурового раствора. Литологический состав отложений был достаточно однородным до глубины 2843 м, на которой стали встречаться более плотные известняковые породы, что отразилось на некотором уменьшении скорости проходки.

Вывод применения колтубинга на скважине «Апачи Харматан»:

1. Применение позволило повысить механическую скорость проходки с 8 до 12 м/ч;
2. Удачное соединение технологии обычного бурения с очевидными преимуществами гибкой трубы позволило снизить стоимость бурения и заканчивания скважин;

3. Зарубежными компаниями накоплен значительный опыт по прорезке окон в колоннах и зарезке.

Кроме рассмотренного примера, применение колтюбинговой технологии особенно эффективно при аномально низких пластовых давлениях, когда пластовое давление меньше гидростатического, так как работы могут производиться без глушения скважины, тем самым уменьшая повреждения пласта [5].

При этом, западные компании обращают всё большее внимание на возможные негативные последствия ремонта скважин, связанные с воздействием неоптимизированных повреждающих растворов.

Так же гибкую трубу целесообразно применять при намыве гравийного фильтра при условиях, когда буровая установка уже демонтирована, дебит скважины мал, использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а глушение пласта нежелательно.

При применении колтюбинга при кислотной обработке призабойной зоны исключается негативное воздействие химических реагентов на внутреннюю поверхность НКТ. Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25-30 %, кроме того сокращается общее время обработки скважины.

Особенно эффективным колтюбинг может оказаться на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, для реанимирования старого фонда скважин путем зарезки боковых стволов.

После проведения ГРП при высокой проницаемости пласта и низкого пластового давления освоение скважины невозможно проводить с использованием жидкостей и пен, поэтому для удаления проппанта применяется циклическая подача пенообразующей жидкости (ПОЖ) и газа под высоким давлением.

Освоение скважин азотом с применением колтюбинга позволяет производить вызов притока со стабильными и высокими значениями депрессии и минимальными негативными воздействиями на пласт.

Тем не менее, существенным минусом этой технологии является сложность контроля величины депрессии на пласт в ходе освоения и отсутствие доступных и точных методов проектирования технологических параметров. Это делает невозможным предварительную оценку максимально достижимой депрессии на пласт, расчет режимов освоения и проведение операции с контролем забойного давления, что значительно снижает результат от применения рассматриваемой технологии.

## **2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КОЛТЮБИНГА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

### **2.1 Особенности технологии колтюбингового бурения**

Технология колтюбингового бурения может применяться как для бурения новых скважин, так и бурения боковых стволов и горизонтальных участников скважин.

Для принятия решения о возможности применения КТБ необходимо оценить следующие параметры скважины:

#### **1. Диаметры скважин.**

Если извлечение имеющихся в стволе скважины насосно-компрессорных труб нежелательно, то работы колтюбингом могут проводиться через эти НКТ. Для этого они должны иметь размер не менее 88,9 мм (3½ дюйма). По сведениям зарубежных исследователей, на Аляске получило достаточное распространение забуривание новых стволов с помощью КТБ из существующих скважин через НКТ 88,9 мм. Однако проведение работ через колонны диаметром от 114,3 до 139,7 мм (4½–5½ дюйма) признается более выгодным в отношении моделирования сил, действующих на колтюбинг, и скорости очистки ствола.

Во многих случаях может быть целесообразным применение колонны НТ диаметром 152,4 мм (6 дюймов) и более, при бурении вертикальных скважин;

#### **2. Длина колонны НТ.**

На основе промыслового опыта оптимальная длина колонны НТ для бурения приблизительно оценивается в 460 м. Однако реальные значения для конкретных условий зависят от нескольких переменных, таких как имеющиеся трубы, профиль наклонной скважины, наличие результатов ГИС и предполагаемая программа работ, литология интервалов, через которые предполагается провести ствол скважины. Так, например, длина боковых стволов, проводимых на сегодня на различных месторождениях с применением технологии КТБ, по сведениям специалистов, составляет обычно от 300 до 1200



м. В то же время известно, что рекордная длина бокового наклонного ствола, пробуренного с применением КТБ, превышает 1200 м;

### 3. Глубина.

Диапазон глубин для применения технологии КТБ может быть определен на конкретном материале при использовании имеющиеся средств моделирования и полевых испытаний. Известен опыт бурения двух скважин глубиной более 4700 и 4800 м соответственно, а также проведения успешной технологической операции на глубине 4816 м (Колумбия);

### 4. Интенсивность искривления.

При проектировании профиля наклонно–направленной скважины с использованием колонны НТ с учетом ограничений, обусловленных применением определенной компоновки низа бурильной колонны (КНБК), допустимо предусматривать интенсивность набора кривизны радиусом до 35 м;

### 5. Забойная температура.

Все элементы компоновки низа бурильной колонны НТ должны быть достаточно устойчивы до 121°C. Надежность стандартного статора забойного турбинного двигателя из резины (продукта вулканизации нитрильного каучука) может снижаться при температурах выше 121°C (250°F). Для таких условий следует предусмотреть использование специальных высокотемпературных эластомеров для изготовления статора забойного турбинного двигателя. Многие системы для скважинных исследований в процессе бурения рассчитаны на температуру до 150°C (302°F), а некоторые показали высокую надежность при температурах, достигающих расчетных значений 175°C (347°F). Использование колтубинговой компоновки низа бурильной колонны, спускаемой на тресе и применяемой, в основном, при бурении на депрессии, предусматривается при рабочей температуре, достигающей 150°C, следовательно, допустимая температура для троса должна также соответствовать температуре 150°C.

Колтубинговые установки так же используются для бурения новых, вертикальных, скважин. Для увеличения нагрузки на долото и обеспечения

устойчивости гибкой трубы, она снабжается тяжелым низом из утяжеленных бурильных труб. Аналогичный прием используется при бурении с использованием традиционных буровых установок, однако замена основной части колонны бурильных труб на гибкую трубу позволяет:

1. Исключить все операции, связанные с наращиванием колонны;
2. Вести бурение в режиме депрессии.

В результате становится возможным:

1. Увеличить скорость проводки скважины;
2. Сократить время разворачивания и свертывания комплекса для бурения;
3. Сократить трудоемкость буровых работ и численность персонала;
4. Повысить безопасность ведения работ;
5. Существенно улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти, химических реагентов и другие виды загрязнения окружающей среды;
6. Сократить общее время обустройства скважины и ускорить ее введение в эксплуатацию.

Бурение боковых стволов с наклонным или горизонтальным профилем выполняется в уже имеющейся вертикальной скважине через предварительно прорезанное окно в эксплуатационной колонне.

После прорезки бокового окна (или нескольких окон) бурильная труба извлекается и в скважину спускается колонна лифтовых труб. Эта колонна по окончании бурения используется для эксплуатации скважины.

В процессе бурения непрерывная труба спускается через лифтовую колонну. Совместимость бурового раствора с пластовой жидкостью и бурение в режиме депрессии исключает засорение пор продуктивного пласта и позволяет периодически исследовать скважину на приток. После бурения отвода заданной длины в скважину опускается перфорированная эксплуатационная колонна.

Ограниченная гидравлическим сопротивлением непрерывной трубы и ее прочностью максимальная подача бурового раствора может привести к

снижению эффективности выноса частиц выбуренной породы восходящим потоком жидкости. Особенно актуальной данная проблема становится при бурении горизонтальных участков скважины. Для преодоления этого применяются различные добавки в буровой раствор или использование пен [6].

При бурении на депрессии гидростатическое давление буровой промывочной жидкости в стволе скважины меньше пластового давления, что обеспечивает приток пластовой жидкости в скважину и способствует сохранению коллекторских свойств пласта. Условия отрицательного перепада давления (ОПД) в системе скважина–пласт применимы в бурении как горизонтальных, так и вертикальных скважин из-за неоспоримых преимуществ, позволяющих свести к минимуму проблемы, связанные с бурением.

В связи с тем, что колонна непрерывных НТ не может вращаться, бурение ведется с применением винтовых забойных двигателей. Контроль над работами осуществляется с помощью дистанционного управления, поэтому отпадает необходимость присутствия рабочего персонала на устье скважины, за исключением времени сборки забойного оборудования. Закрытая система циркуляции обеспечивает безопасное обращение с рабочими и пластовыми жидкостями. Все это особенно важно при разбуривании месторождений, содержащих сероводород. Отсутствие муфт в составе бурильной колонны обеспечивает более простую и эффективную систему уплотнения, выдерживающую давление до 70 МПа (700 атм.), что также повышает эффективность и безопасность работ.

Направленное колтюбинговое бурение обеспечивает следующие преимущества:

1. Увеличение механической скорости проходки;
2. Уменьшение необходимых объемов технологических жидкостей;
3. Стабильность параметров депрессии вследствие непрерывности процесса бурения;
4. Сохранение коллекторских свойств приствольной части пласта;

5. Возможность оценки пластовых показателей непосредственно во время бурения;
6. Возможность проводки ствола скважины по пластам малой толщины с высокой точностью;
7. Высокий уровень производственной и экологической безопасности;
8. Высокая степень автоматизации бурения.

## **2.2 Анализ применения колтюбинга при проведении геофизических исследований скважин на гибкой непрерывной насосно-компрессорной трубе**

Непрерывные трубы применяют при выполнении ГИС, сопровождающихся необходимостью спуска различных приборов как в искривленные, так и горизонтальные скважины (рисунок 4).

Колонна НТ в настоящее время является единственным средством для спуска каротажных инструментов в скважины с большим углом отклонения от вертикали и, прежде всего, в горизонтальные участки стволов.

Каротаж на колонне НТ обеспечивает ряд преимуществ. Каротажные приборы могут быть спущены в наклонные стволы большой протяженности, при этом отсутствуют задержки, связанные с наращиванием колонны. Измерения могут производиться непрерывно в пределах всей исследуемой зоны в необходимом диапазоне скоростей перемещения приборов.

В настоящее время освоено исследование скважин, длина горизонтальных участков которых достигает 1000 м и более. Таким образом, непрерывная труба представляет собой реальное средство доставки приборов и инструмента в нужную точку или интервал скважины. При этом геофизический кабель располагается внутри трубы и защищен от истирания, что является преимуществом по сравнению со спуском приборов на обычных трубах.

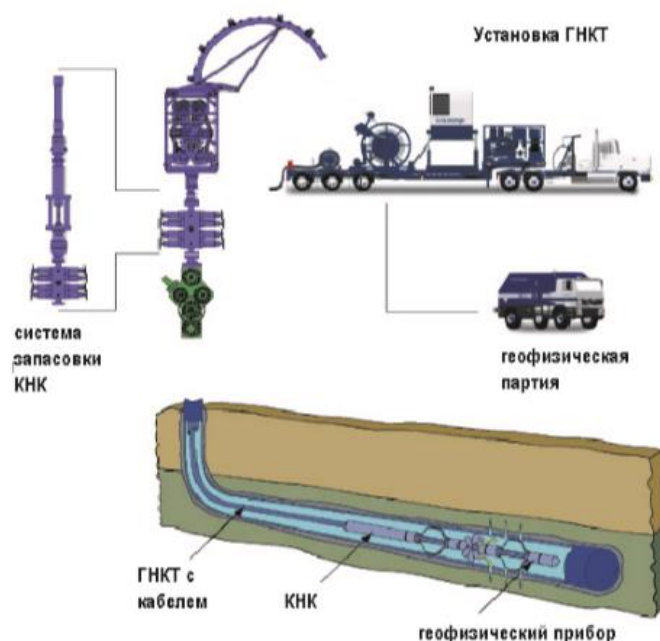


Рисунок 4 – Принцип работы геофизических исследований с помощью непрерывной трубы с кабелем

Использование непрерывной трубы существенно повышает качество выполнения работ и достоверность получаемой информации, поскольку отсутствуют продольные колебания инструмента и его прерывистое движение, которое возникает при наращивании трубы. Измерения можно проводить в процессе спуска и подъема колонны НТ, со скоростью до 0,5 м/с.

Одновременно в процессе проведения исследований через колонну непрерывных труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пласты.

Подачу жидкости осуществляют также с целью уменьшения сопротивлений перемещению приборов в скважине. Особенно важно, что все эти операции выполняют без предварительного глушения скважины [7].

Аппаратура крепится к колонне НТ при помощи специальной соединительной головки с обратным клапаном и аварийным разрывным устройством, позволяющим в случае необходимости отсоединить колонну труб от аппаратуры. При этом трубы поднимают вместе с кабелем, кабельным зажимом и обратным клапаном, а в скважине остается аппаратура, верхняя

часть которой заканчивается конусом с шейкой для захвата ловильными инструментами.

Для регистрации глубины расположения приборов используют, помимо механического, дублирующий электронный счетчик, что повышает точность проведения работ и упрощает регистрацию информации с помощью электронных средств.

Наземное оборудование должно быть соответствующим образом приспособлено для ведения каротажных работ. Узел вертлюга в барабане для намотки непрерывных труб нужно снабжать дополнительным токосъемником, позволяющим передавать электрические сигналы от кабеля, вращающегося вместе с барабаном, к электронному оборудованию, расположенному на поверхности в лаборатории [8].

Исследования на ГНКТ обеспечивает следующие преимущества:

1. Меньшие затраты времени на спускоподъемные операции инструмента, чем при использовании кабеля;
2. Большой диапазон скоростей перемещения приборов и инструмента во время исследований;
3. Проникновение в любые участки горизонтальных скважин;
4. Повышение качества выполнения исследовательских работ;
5. Возможность совмещения вызова притока и других операций, связанных с воздействием на пласт, с каротажными исследованиями;
6. Обеспечение возможности работы в необсаженных скважинах.

### **2.3 Технология освоение скважин азотом с применением колтюбинга**

В настоящее время подавляющее количество операций ГРП проводится через спущенную в скважину насосно-компрессорную трубу, на низ которой установлено соответствующее оборудование (пакер, воронка, клапана, узлы безопасности и т.д.).

После проведения ГРП, НКТ оказывается заполненной песком в той или иной степени, в зависимости от успешности и правильности операции. Это

обуславливает технологическую необходимость промывки скважины. После промывки необходимо произвести освоение. В данном случае возможен подъем НКТ для ГРП и спуск рабочей компоновки капитального ремонта для промывки и последующего освоения (в случае, если освоение будет также проводиться компрессорным способом).

Колтюбинг позволяет очищать и осваивать скважину за одну операцию через компоновку ГРП, как показано на рисунке 5.

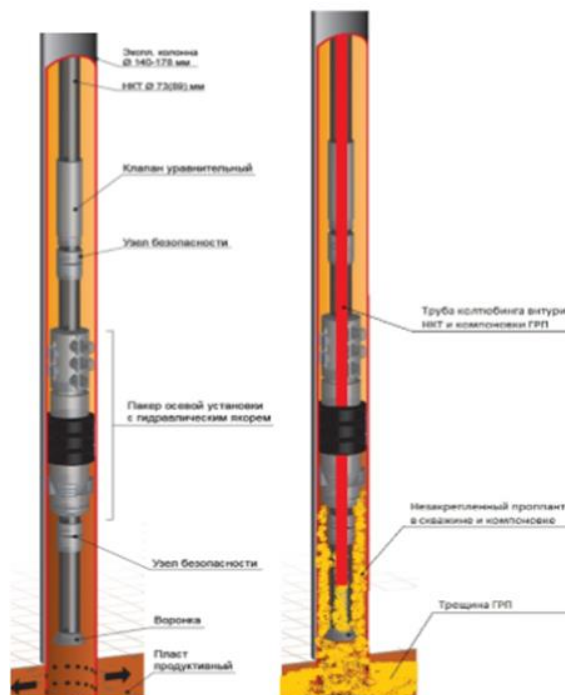


Рисунок 5 – Отчистка ствола скважины технологией колтюбинга после проведения гидравлического разрыва пласта

При освоении после ГРП оборудование ГНКТ монтируется на арматуру ГРП, труба колтюбинга спускается внутрь НКТ, через которую проводился гидравлический разрыв пласта. Циркуляция и подъем пластового флюида осуществляются через внутритрубное и затрубное пространство ГНКТ. При прямой циркуляции закачка рабочего агента ведется в непрерывную трубу колтюбинга, при обратной – в затрубное пространство ГНКТ. Использование колтюбинга в комплексе работ после проведения ГРП позволяет проводить промывку скважины от незакрепленного проппанта, а после нормализации забоя скважины сразу начинать освоение скважины азотом.

Важнейшим техническим агрегатом при азотном освоении, помимо колтюбинга, является азотная компрессорная установка (газификатор). Ее основное предназначение, это создание и подача необходимого объема газообразного азота в трубу колтюбинга. Основными параметрами азотной установки являются максимальный расход и давление азота на выходе.

Схема азотной установки, использующей тепло внешней среды, показана на рисунке 6.

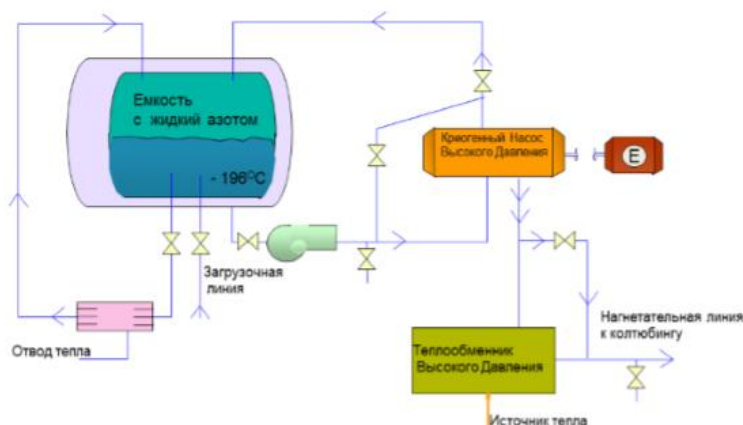


Рисунок 6 – Схема азотной установки, использующей тепло внешней среды

Жидкий азот из емкости поступает в криогенный насос высокого давления. Плунжеры этого насоса способны прокачивать жидкий азот к теплообменнику высокого давления. В теплообменнике жидкий азот разогревается и обращается в газообразное состояние, преодолевая критическую точку. При фазовом переходе объемный расход азота увеличивается во много раз. Газ под давлением поступает в нагнетательную линию, ведущую к вертлюгу колтюбинга, далее по ГНКТ идет к забою.

Освоение может проводиться с применением пенных систем, газожидкостной смеси, или облегченной жидкости. В таком случае помимо компрессора в работе также участвует обыкновенная насосная установка, ее задачей является подача обработанной жидкости в нагнетательную линию.

Пример схемы оборудования при проведении азотного освоения колтюбингом показана на рисунке 7.



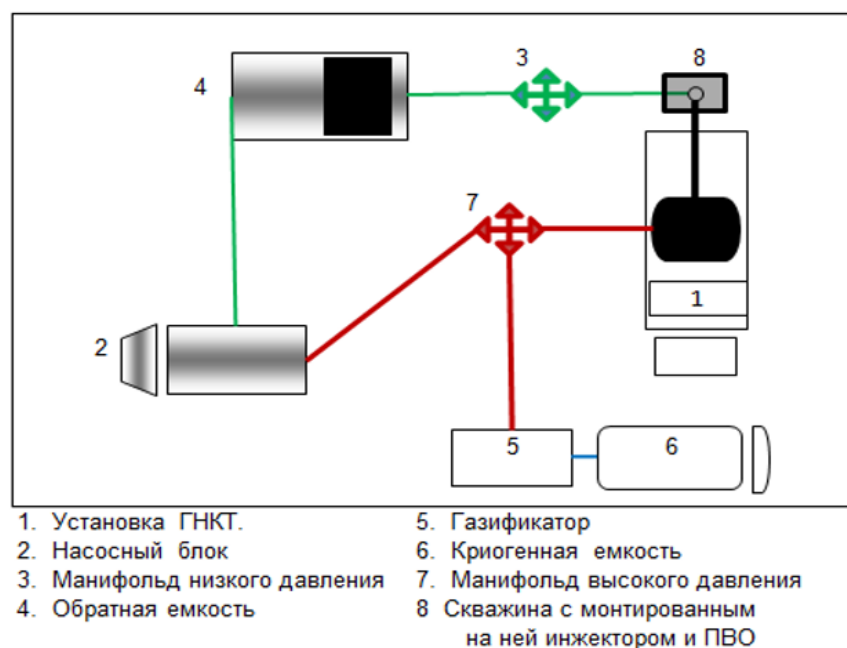


Рисунок 7 – Пример схемы оборудования при проведении азотного освоения колтюбингом

Зеленым цветом на рисунке 7 показаны линии низкого давления, красным цветом показаны линии высокого давления. От колтюбинга 1 к скважине, оборудованной инжектором и ПВО 8, черной линией показана труба колтюбинга, она также является линией высокого давления.

Схема проведения операции азотного освоения заключается в следующем. Жидкий азот из криогенной емкости 6 поступает в газификатор 5, там он разогревается и переходит в газообразное состояние. С заданным расходом и под необходимым давлением (максимальное давление и расход ограничены техническими характеристиками газификатора) поступает по линии высокого давления в манифольд 7. Манифольд оборудован системой клапанов, что позволяет изолировать давление газификатора от насосной установки при возникновении обратного течения газа. Оттуда азот поступает в трубу колтюбинга через вертлюг, который позволяет осуществлять закачку при вращающемся барабане колтюбинга. Труба колтюбинга спускается на заданную глубину с помощью инжектора 8. Азот, пройдя путь по трубе, выходит в ствол скважины, газифицирует флюид в скважине, тем самым вытесняя и облегчая его.

Облегченный флюид выходит на поверхность под действием созданной депрессии на продуктивный пласт. Поток из скважины можно регулировать с помощью штуцеров на манифольде низкого давления, который обозначен на рисунке цифрой 3. Далее флюид отправляется в технологические емкости, либо идет в линию транспортировки продукции скважины.

Датчик расхода азота расположен в азотной установке. Он измеряет расход закачиваемого жидкого азота за единицу времени в газификатор и выдает значение объемного расхода азота, приведенное к стандартным условиям. На насосной установке также стоит датчик расхода. Инжектор 8 оборудован индикатором веса, и показывает нагрузку, создаваемую весом трубы и динамикой флюида.

При освоении скважины азотом могут быть достигнуты следующие преимущества:

1. Не формируется избыточное давление на пласт и в него не проникают кольматирующие агенты, ухудшающие фильтрационно-емкостные свойства коллектора;
2. Сокращаются затраты времени на освоение и отработку скважины;
3. Использование колтюбинговой техники позволяет без дополнительных затрат полностью освобождать ЗУМПФ скважины от жидкости и песчаных пробок как в процессе освоения, так и во время отработки;
4. При необходимости можно проводить интенсификацию притока различными методами без глушения скважины.

#### **2.4 Проведение кислотной обработки призабойной зоны пласта при помощи непрерывной трубы**

Для обработки карбонатных коллекторов, состоящих, в основном, из кальцита, доломита и других солей угольной кислоты, а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (свыше 10 %) используют соляную кислоту. Допускается применение сульфаминовой и уксусной кислот.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфатов, соединений железа и т.п.), обрабатывают 10-16 % водным раствором соляной кислоты.

Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной (10 % масс) или сульфаминовой (10 % масс) кислотами.

При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты дополнительно вводят уксусную (3-5 % масс) или лимонную (2-3 % масс) кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе.

В трещинных и трещинно-поровых коллекторах для глубокой (по простиранию) обработки используют замедленно взаимодействующие с карбонатами составы на основе соляной кислоты, дисперсные системы типа эмульсий и загущенных растворов:

- для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии используют ПАВ (сульфонол, ОП-10 и др.) и стабилизатор (карбоксиметилцеллюлоза и др.);

- для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от 12 до 15 % масс) вводят карбоксиметилцеллюлозу или сульфит-спиртовую барду (0,5-3,0 % масс).

Обработку карбонатных коллекторов в скважинах с температурой от 100 до 170°C производят с использованием гидрофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором (диаминдиолеат, первичные амины, алкиламидамы) от 0,5 до 1 %-ной концентрации.

Объем кислотного раствора и время выдерживания его в пласте в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технических условий (толщина, пористость, проницаемость, забойная температура, давление пласта).

Для обработки терригенных коллекторов, с карбонатностью менее 10 %, а также в случае загрязненной ПЗП используют глинокислотные растворы

которые приготавливают из соляной (от 10 до 12 % масс) и плавиковой (от 3 до 5 % масс) кислот.

Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония. Объем раствора при глинокислотной обработке выбирают из условия предупреждения разрушения пластовых пород.

Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии [9].

В процессе выполнения кислотной обработки гибкую трубу, при обеспечении непрерывной циркуляции воды, спускают на глубину перфорации. Затем в скважину через нее закачивают расчетный объем кислоты (рисунок 8), после чего ее продавливают в пласт.

При закачке и продавке кислоты выкидная задвижка на арматуре колонны лифтовых труб должна быть закрыта. Это обеспечивает проникновение реагента через перфорационные отверстия в пласт.

Процесс закачки и продавки выполняют при максимально возможной подаче жидкости. При осуществлении этих процессов необходимо следить за тем, чтобы давление в зоне перфорационных отверстий не превышало давления, при котором происходит разрыв пласта (в ряде случаев, при обработке малопроницаемых пластов процесс закачки жидкости может выполняться в режиме гидравлического разрыва пласта). После выдерживания скважины под давлением в течение заданного периода времени реакции кислоты с породой продуктивного пласта выкидную задвижку открывают, гибкую трубу приподнимают и начинают операцию по вызову притока.

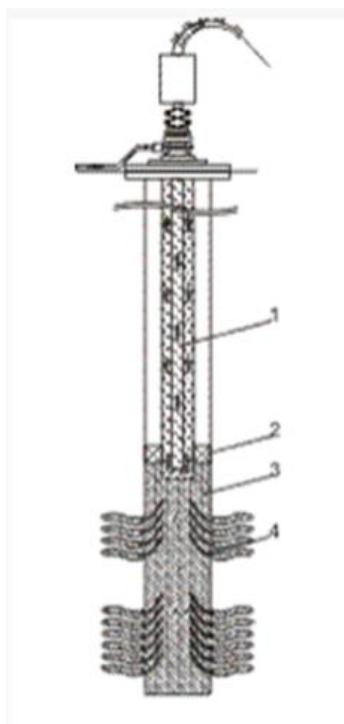


Рисунок 8 – Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при кислотной обработке скважин: 1 – закачиваемая в гибкую трубу кислота, 2 – пакер, 3 – кислота в полости скважины, 4 – кислота, продавленная в призабойную зону пласта

Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25-30 %, кроме того сокращается общее время обработки скважины [10].

### **2.5 Применение колтюбинга при проведении гидравлического разрыва пласта**

Гидравлический разрыв пласта применяется для интенсификации притока нефти (газа) к забою скважины, вскрывающей низкопроницаемые коллекторы, путем создания в их призабойной зоне систему трещин.

Для раскрытия естественных микротрещин и создания новых в призабойной зоне пласта создается давление, которое превышает прочность слагающего его материала [11].

Кандидатами для проведения ГРП могут являться старые добывающие или нагнетательные скважины, которые ранее подвергались кислотным

обработкам. ГРП небольшого объема может быть эффективным для увеличения дебита скважины и снижения потерь давления

Созданные высокопроницаемые трещины увеличивают фильтрационно-емкостные свойства пласта, зону дренирования и тем самым изменить темпы падения добычи (рисунок 9).

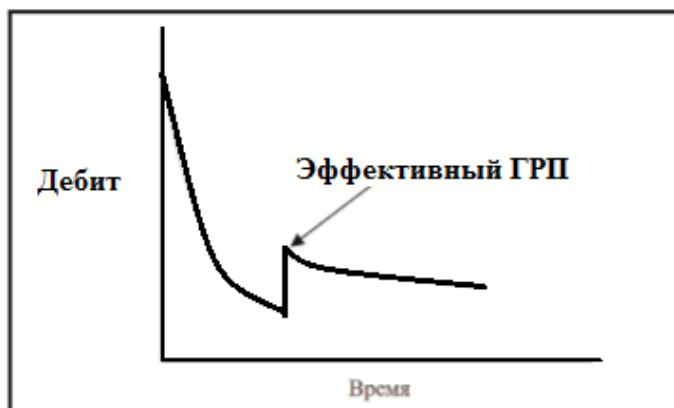


Рисунок 9 – Снижение темпов падения добычи с помощью гидравлического разрыва пласта

В высокодебитных скважинах проведение ГРП может быть выгодным для поддержания производительности скважины и увеличения площади дренирования с целью уменьшения срока окупаемости инвестиций.

В газовых скважинах эффективный гидравлический разрыв пласта может быть использован для снижения дополнительных потерь давления, вызванных турбулентным течением.

Наличие более полной информацией о пласте необходимо для выбора кандидатов для проведения ГРП. Некоторые параметры должны быть рассмотрены в обязательном порядке:

1. Высокие газонефтяной или водонефтяной факторы;
2. Интерференция с соседними скважинами;
3. Геомеханические барьеры (включая литологические барьеры и горные напряжения);
4. Причина низкой продуктивности.

Технический анализ включает в себя возраст и техническое состояние НКТ, подземного и устьевого оборудования. Все оборудование должно

выдерживать рабочие давления. После анализа свойств пласта и расчета потенциального прироста дебита скважины осуществляются расчеты максимальных рабочих давлений необходимых для проведения ГРП.

Оборудование для ГРП с использованием НТ комплектуется в постоянно действующие «флоты». Флот ГРП состоит из нескольких разновидностей оборудования.

Главной составляющей этого комплекса является блендер, который является наиболее сложной его частью. В настоящее время блендеры «Rolligon» имеют репутацию наиболее совершенных и надежных систем на отраслевом рынке.

Современные флоты ГРП также оборудованы системами контроля и управления высокого уровня, которые позволяют осуществлять контроль и наблюдение централизованно.

#### 2.5.1 Технология проведения ГРП с помощью ГТ (НТ) (метод AbrasiFRAC\*)

Компания «Schlumberger» – разработала эффективный метод сокращения продолжительности цикла ГРП и ввода новых скважин в эксплуатацию – AbrasiFrac\*.

AbrasiFRAC\* – технология ускоренного ввода скважин в работу, с проведением гидropескоструйной перфорации через ГНКТ (НТ) и последующим проведением гидравлического разрыва пластов. Качество обеспечиваемой перфорации было продемонстрировано во время практического теста на базе компании «Schlumberger» в городе Пыть-Ях.

Перфорация проводилась с помощью перфоратора AbrasiJET\* на ГНКТ (НТ) 44,4 мм с фазировкой 60 градусов и 3-мя открытыми насадками для гидropескоструйной перфорации с помощью абразивной смеси. Перфоратор был спущен в зацементированную трубу колонны диаметром 146 мм (толщина стенки 9,5 мм), цементное кольцо внешним диаметром 600 мм. Полученные результаты: первые перфорационные отверстия получены через 1 минуту резки, через 3 минуты цементный камень в заколонном пространстве существенно

вымыт с образованием каверн (рисунок 10). Средний диаметр перфорационных отверстий составляет от 15 до 19 мм, что полностью соответствует критериям успешности проведения ГРП и последующей добычи углеводородов.

С помощью данной технологии были получены преимущества:

1. Сокращение времени ввода новых скважин в эксплуатацию;
2. Сокращение затрат на перфорацию и работу КРС;

Пласты не подвергаются загрязнению растворами глушения КРС.

Оборудование для проведения AbrasiJET\*:

1. ГНКТ (НТ) диаметром 44,45 мм;
2. Коннектор ГНКТ (НТ);
3. Централизатор диаметром 110 мм;
4. Насадка AbrasiJET диаметром 76 мм с нагнетательными соплами (диаметрами 3,2 мм, 3,6 мм, 4,8 мм);
5. Клапан обратной циркуляции;
6. Насадка для обратной циркуляции.

Специальное устьевое оборудование:

1. Достаточный диаметр для прохода ГТ (НТ) с AbrasiJET;
2. Выдерживает рабочее давление для проведения ГРП;
3. Закачка жидкости ГРП и проппанта по эксплуатационной колонне;
4. Эксплуатационная колонна марки «Е» (предел текучести 552-758 МПа) для работ AbrasiFRAC\*.



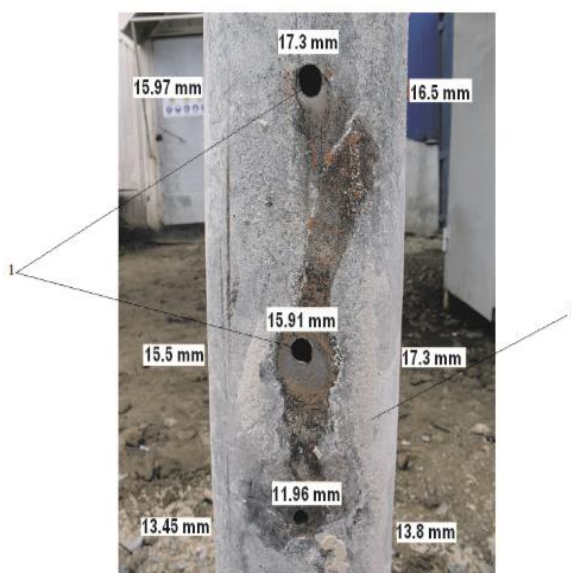


Рисунок 10 – Перфорационные отверстия AbrasiJET\*

1 – перфорационные отверстия; 2 – обсадная колонна

Через перфорационные отверстия, созданные перфоратором AbrasiJET, проводится закачка жидкости разрыва и проппанта (проведение направленного ГРП). Это позволяет создавать дополнительные и раскрывать существующие трещины в продуктивной, а не в заглинизированной или водонасыщенной части пласта, это повышает производительность скважин. Схема проведения, направленного ГРП по технологии AbrasiFRAC\*, представлена на рисунке 11.

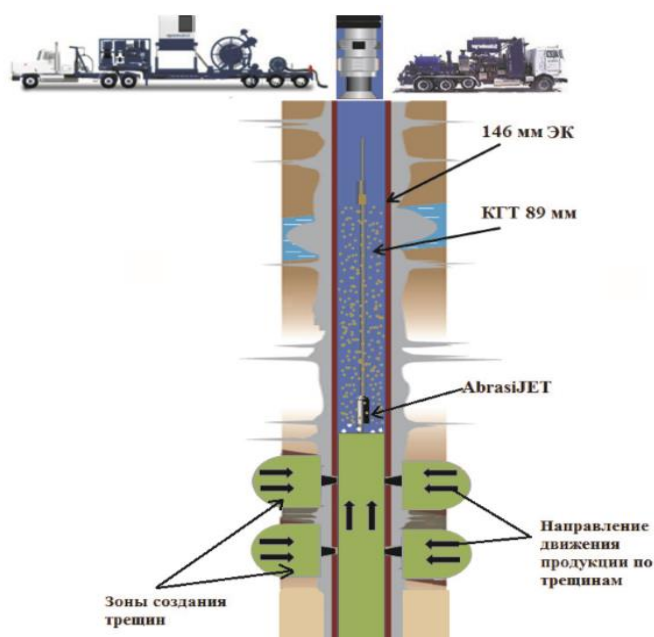


Рисунок 11 – Схема проведения направленного гидравлического разрыва пласта по технологии AbrasiFRAC\*

Внешний вид перфоратора представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Внешний вид перфоратора AbrasiJET

Характеристика перфоратора AbrasiJET:

- внешний / внутренний диаметры: 54 мм / 19 мм;
- 3 форсунки: 3.6 мм;
- фазировка форсунок: 120°;
- рабочий расход по жидкости: 330–335 л/мин;
- скорость режущей струи: ~ 180 м/сек;
- дифференциальное давление: ~ 160–170 атм.

Оценка эффективности по времени (таблица 2).

Таблица 2 – Затрачиваемые дни на ввод скважины в эксплуатацию

Количество пластов	Обычный ГРП	AbrasiFRAC*	Разница(дни)
2	26	12	14
3	29	14	15
4	33	16	17

Преимуществом данной технологии является не только значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и

цикла ГРП, но и уменьшение рисков аварийности на скважинах за счет сокращения количества СПО пакера и НКТ, времени работ бригад КРС, работ по перфорации, а также уменьшение загрязнения призабойной зоны пласта жидкостью глушения. Все работы проводятся без глушения скважины.

По информации ООО «РН-Юганскнефтегаз» дебит скважин, законченных технологией AbrasiFRAC\* выше на 14% дебитов тех скважин, которые были закончены по технологии стандартного ГРП с большим количеством операций КРС. Технология надежно зарекомендовала себя и останется ключевой как для «Шлюмберже», так и для ООО «РН-Юганскнефтегаза».

#### 2.5.2 Технология Isojet для проведения гидравлического разрыва пласта

Технология основана на непрерывной работе флота ГНКТ (НТ) выполняющего помимо основной работы, ещё и гидropескоструйную перфорацию, и флота ГРП выполняющего гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов.

Проведение работ по технологии ISOJET возможно в любых скважинах:

- большая кривизна скважины;
- наличие хвостовика (114 или 102 мм);
- отсутствие усиленной эксплуатационной колонны.

Технология Isojet эффективна в скважинах:

- вскрывающие несколько пластов, особенно при наличии множества пропластков, которые можно подвергнуть ГРП по отдельности;
- несколько последовательных операций ГРП позволят обойтись меньшей массой проппанта т.к. он не тратится на расклинивание глинистых перемычек, а размещается только в интересующих зонах.

Компоновка устьевого арматуры ISOJET.

Для последовательного проведения перфорации и ГРП требуется на колонную головку установить арматуру ГРП и оборудование ГНКТ (НТ). Для того чтобы во время проведения ГРП не извлекать перфоратор на непрерывной трубе полностью из скважины, предусматривается лубрикатор (длиной 2 м)

между блоком ПВО и инжектором. Компоновка устьевой арматуры ISOJET представлена на рисунке 13.

Перфорация проводится с помощью высокоскоростного гидropескоструйного перфоратора (High Velocity Abrasive Perforator (HVAP)) закрепленного на непрерывной трубе диаметром 44 мм. Для прохождения проппанта фракции 10/14 достаточно отверстия диаметром 9,5 мм (рисунок 14), время для одного интервала прорезки (3 отверстия) составляет 20 мин [12].

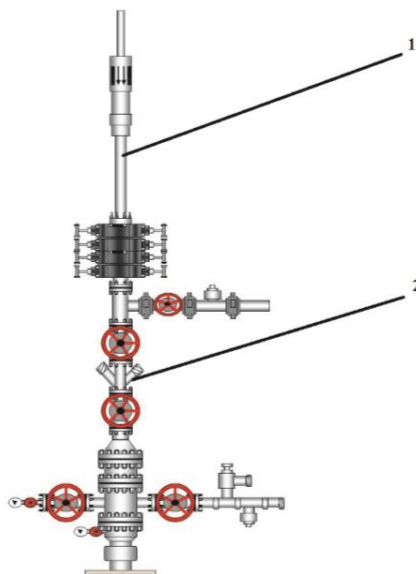


Рисунок 13 – Компоновка устьевой арматуры ISOJET

1 – арматура для гидравлического разрыва пласта; 2 – тройник для подключения линии высокого давления



Рисунок 14 – Отверстия в заколонном пространстве

Схема компоновки низа колонны при проведении ГПП представлена на рисунке 15.

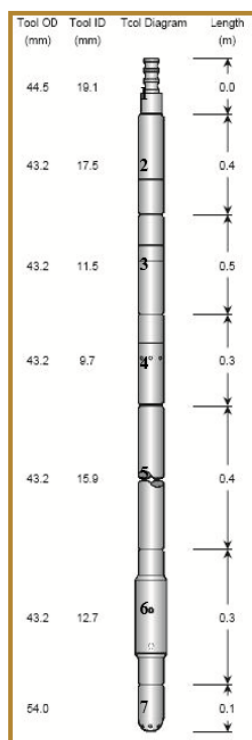


Рисунок 15 – Схема компоновки низа колонны при проведении селективной гидropескоструйной перфорации 1 – внутритрубный соединитель; 2 – двойной обратный клапан; 3 – гидравлический разъединитель; 4 – циркуляционный порт; 5 – локатор насосно-компрессорной трубы; 6 – гидropескоструйный перфоратор; 7 – высокоскоростная промывочная насадка.

После проведения высокоскоростной перфорации создаются селективные перфорационные отверстия (только в продуктивной части пласта), что позволяет затем провести ГРП селективного (струйного) действия через эти созданные перфорационные отверстия.

После проведения селективного ГРП проводится комплекс геофизических исследований (акустический каротаж широкополосный (АКШ) в интервале залегания кровли (не менее 15 м) пласта, его продуктивной части и подошвы (не менее 15 м), определение профилей притока термометрией и дебитометрией) и гидродинамических (стационарные и нестационарные режимы) исследований скважин. С момента запуска скважин проводится регулярный, не реже раза в неделю, замер режимов их работы, включая

определение дебитов по нефти и жидкости, уровней жидкости, буферного и затрубного давлений.

Технология выполнения ГРП с использованием колтюбинга подразумевает:

- монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования;
- разворачивание комплекса оборудования для закачивания технологической жидкости;
- спуск в скважину непрерывной трубы с забойной компоновкой и перевод пакеров в рабочее состояние;
- приготовление технологических жидкостей к закачке в скважину;
- закачку расчетного объема жидкости–разрыва пласта;
- закачку расчетного объема жидкости–проппантоносителя;
- закачку продавочной жидкости;
- промывку скважины от оставшегося проппанта, в полости скважины;
- извлечение непрерывной трубы;
- гидродинамическое исследование скважины для определения эффективности выполненного ГРП.

Отличия, обусловленные преимуществами колтюбинга, следующие:

- проведение процесса может быть выполнено при спуске оборудования в колонну лифтовых труб, что позволяет начать эксплуатацию скважины сразу же после выполнения ГРП;
- сокращается время выполнения работ, поскольку отпадает необходимость извлечения колонны лифтовых труб, находящихся в скважине, и спуска колонны НКТ с пакером для выполнения процесса;
- исключается операция глушения скважины для извлечения технологического оборудования и сопровождающая ее операция по вызову притока [11].

## 2.6 Ремонтно-изоляционные работы с применением гибкой насосно-компрессорной трубы

Непрерывная труба чаще всего применяется в ремонтно-изоляционных работах при проведении операций:

### 1. Установка цементного моста.

Одной из целей установки цементных мостов является изоляция части перфорационного интервала в скважине. Необходимость выполнения подобных работ может быть обусловлена, например, ликвидацией притока подошвенных пластовых вод. В этом случае тампонажный состав нагнетают с помощью НТ непосредственно через перфорационные отверстия в колонне. Установка цементного моста может осуществляться непосредственно в полости эксплуатационной колонны (рисунок 16).

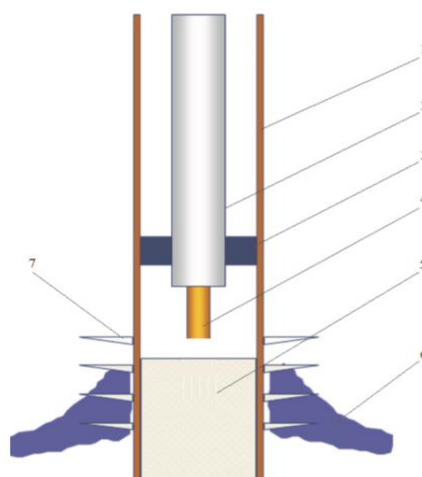


Рисунок 16 – Схема установки цементного моста 1 – эксплуатационная колонна; 2 – насосно-компрессорная труба; 3 – пакер; 4 – непрерывная труба; 5 – цементный мост; 6 – конус воды; 7 – перфорационные отверстия

Предварительно определяется внутренний объем непрерывной трубы расчетным путем с использованием геометрических параметров трубы или экспериментально. При последнем способе подкрашенная вода из тарированного бака закачивается по непрерывной трубе, и как только она появляется с другого конца, производится измерение объема. Рассчитывают длину трубы, которую заполнит цемент. Опустив непрерывную трубу на заданную глубину, запускают цементирующий агрегат. После закачки объема

цемента, соответствующего объему непрерывной трубы, начинают ее подъём со скоростью, соответствующей производительности насоса. Таким образом, обеспечивается минимальное погружение трубы под уровень цемента, находящегося в эксплуатационной колонне, и исключается опасность цементирования непрерывной трубы. Затем оставшийся объем цемента закачивают по непрерывной трубе с последующей продавкой его технологической жидкостью. Этим обеспечивается установка цементного моста на месте. К тому времени, когда весь цемент будет прокачан по непрерывной трубе, ее конец должен располагаться в верхней части цементного моста. Во время закачки цемента задвижка, соединяющая полость лифтовых труб должна быть открыта. В результате, при закачке цемента из полости скважины вытесняется жидкость, заполняющая ее полость. После закачки цемента непрерывная труба промывается с максимально возможным расходом технологической жидкостью для удаления остатков цемента с внутренней поверхности трубы [13].

Эффективностью от применения установки колтбинга, безусловно, будет меньшее количество потраченного времени на проведение операции;

## 2. Изоляция перфорационных отверстий.

При изменении режима эксплуатации с одного пласта на другой, а также при выполнении изоляционных работ, связанных с герметизацией отверстий в эксплуатационной колонне, выполняют задавливание цементного раствора или иного изолирующего материала в перфорационные отверстия и призабойную зону.

Колонна непрерывных труб опускается до интервала перфорации, подлежащего изоляции. Если этот интервал находится высоко над забоем, предварительно устанавливается цементный мост, который после выполнения работ разбуливается. Перед выполнением работ скважина заполняется технической водой. Через непрерывную трубу выполняют закачивание расчетного объема цемента таким образом, чтобы интервал перфорационных отверстий, подлежащих изоляции, был полностью заполнен им. При этом



задвижка, соединяющая полость лифтовых труб, должна быть открыта. После прокачки цементного раствора и вытеснения его из полости непрерывной трубы она поднимается над уровнем цемента. Задвижка, соединяющая полость лифтовых труб с линией сбора продукции скважины, закрывается, и в скважину закачивается технологическая жидкость (обычно техническая вода).

Давление в полости скважины поднимают до расчетного уровня, обеспечивающего продавливание цементного раствора в перфорационные отверстия. После выдержки в течение 15-30 минут непрерывную трубу опускают до забоя и начинают промывку цементного раствора, находящегося в полости скважины. После промывки полости скважины от остатков цемента непрерывная труба извлекается из скважины, и в скважине создается избыточное давление, исключающее выдавливание цементного раствора из изолируемых полостей. После окончания процесса твердения цемента скважина опрессовывается для проверки качества цементирования [14].

3. Изоляция заколонных перетоков в скважинах с горизонтальными стволами.

Главной причиной, приводящей к возникновению водоперетоков, является геологическое строение интервала забуривания бокового ствола и особенность конструкции скважин с боковыми стволами. Когда интервал перетока не сообщается с перфорированным участком эксплуатационной колонны, проведение изоляционных работ требует установки отсекающего моста или взрывного пакера с последующей перфорацией. Эти работы, как правило, существенно увеличивают продолжительность ремонта и оказывают негативное воздействие на интервал продуктивного пласта. Кроме того, установка песчаных или цементных мостов в скважинах с геологическими осложнениями всегда проблематична.

Для исключения влияния отрицательных факторов изоляцию заколонных перетоков производят через перфорированную часть эксплуатационной колонны. При этом продуктивный пласт «отключают»

блокирующей жидкостью. Проведение работ в скважинах с горизонтальными стволами включает в себя:

- определение рецептуры и параметров, применяемых изолирующей и блокирующей жидкостей;
- приготовление и закачку с использованием непрерывной трубы в перфорированную часть горизонтального ствола блокирующей жидкости;
- приготовление и закачку с использованием непрерывной трубы в зону водоперетока раствора ПАВ и тампонирующей смеси;
- ожидание реакции или затвердевания цемента;
- разбуривание цементного стакана;
- работы по очистке ствола скважины от остатков блокирующей жидкости;
- освоение скважины;
- комплекс геофизических исследований с непрерывной трубой для оценки качества проведенных работ [15].

## **2.7 Визуальное обследование внутренней поверхности эксплуатационной колонны при помощи технологии колтюбинга**

Камера спускается и работает посредством геофизического электрооптического кабеля, содержащего оптоволоконную жилу, позволяющую передавать без потерь четкий сигнал с глубины до 10 км. На поверхности сигнал регистрируется и производится запись видеонаблюдения. Камера способна производить съемку при температуре до +125°C и наличии оптически прозрачной среды в скважине.

При небольшой обводненности продукции, большая часть столба жидкости представляет собой оптически прозрачный флюид. Так же на видимость, и получение качественного изображения влияет конструкция и возможности самой камеры.

Сложнее получить оптическую видимость при наличии газа, так как он может образовывать с водой непрозрачную эмульсию. Эта проблема решается остановкой скважины и уравниванием давления.

В конце 2013 года был анонсирован ввод в эксплуатацию системы, передающей цветное изображение с частотой 25 кадров в секунду по стандартному одножильному геофизическому кабелю длиной до 10 км. Такая видеокамера, фактически обеспечивающая передачу цветного живого видео, способна работать при температурах до 125°C.

Современные камеры для видеокаротажа, как правило, оснащены датчиками температуры, давления, а также могут быть оснащены датчиком уклона и другими датчиками.

Системы видеокаротажа рассчитаны на погружение на глубину до 10 км, хотя фактической максимальной глубиной обследований по информации 2013 года является 8695 метров.

Примеры обследования скважин при помощи скважинной видеосъемки представлены на рисунках 17 – 24.

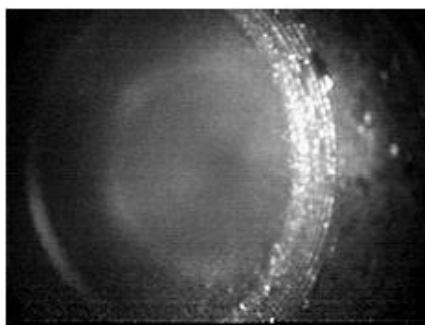


Рисунок 17 – Стык труб обсадной колонны

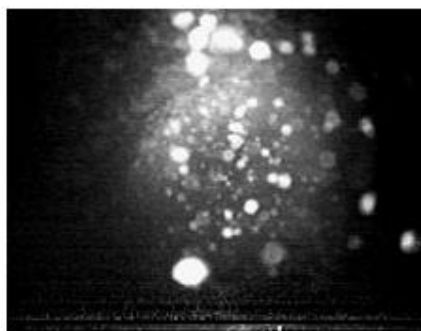


Рисунок 18 – Рассеяние света на кристаллах льда

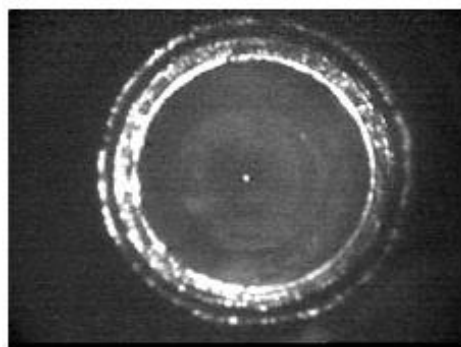


Рисунок 19 – Муфта на стыке насосно-компрессорных труб

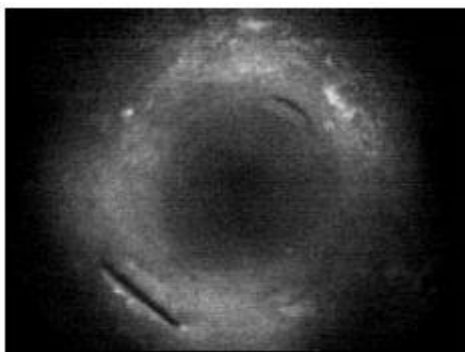


Рисунок 20 – Технологические отверстия в обсадной колонне



Рисунок 21 – Щелевой фильтр

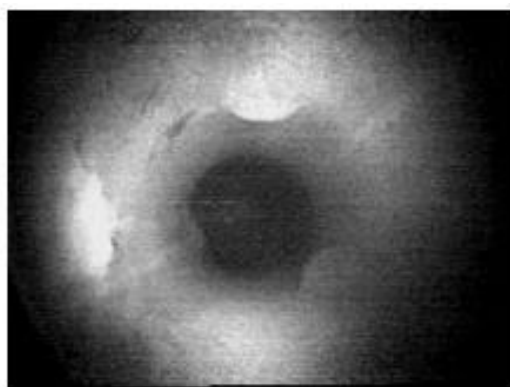


Рисунок 22 – Смятие колонны

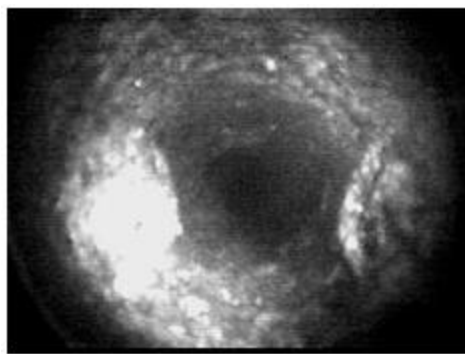


Рисунок 23 – Солевые отложения в нагнетательной колонне

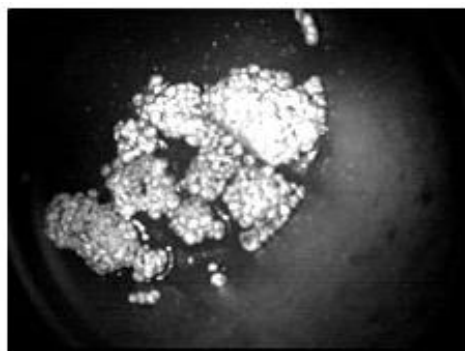


Рисунок 24 – Коррозионное поражение насосно-компрессорных труб

Обследование состояния скважин с использованием глубинной видеосъемки при проведении капитального ремонта скважин, при разрешении различных аварийных ситуаций и других технических задач позволяет за короткое время получить точную информацию о техническом состоянии скважины на глубине, тем самым экономить время, трудовые и финансовые затраты.

## **2.8 Особенности применения колтюбинга в процессе ловильных работ**

При проведении ловильных работ сначала тщательно контролируют состояние всех элементов компоновки и герметичность соединений. Гидравлически освобождающиеся овершоты и двигатели, должны быть испытаны с целью получения фактических значений давлений и расходов, при которых они срабатывают. В процессе проведения работ необходимо следить за состоянием участков гибкой трубы, которые многократно деформируются при прохождении направляющей и намотке на барабан.

Среди преимуществ применения непрерывной трубы по сравнению с канатными операциями следует отметить:

1. Возможность циркуляции технологической жидкости в скважине;
2. Возможность вращения ловильного инструмента с помощью забойного двигателя;
3. Возможность выполнения работ в наклонных и горизонтальных скважинах.

К недостаткам технологии с использованием гибкой трубы по сравнению с технологией, реализуемой установками капитального ремонта скважин, относятся невозможность вращения колонны, а также не всегда достаточные развиваемые усилия по сравнению с традиционными конструкциями.

Для проведения ловильных работ зачастую также требуется дополнительное оборудование колтюбинговой установки: лубрикатор, тройники или крестовины, устьевое основание и т.д.

При спуске ловильной колонны на гибкой трубе требуется стандартный набор основных инструментов. Он состоит обычно из соединительного устройства гибкой трубы, обратного клапана, гидравлического разъединителя и циркуляционного клапана.

Однако при использовании гибкой трубы требует применения специальных инструментов, перечисленных ниже, спроектированных с учетом особенностей работы с гибкой трубой.

Соединительное устройство – используется для обеспечения присоединения к концу гибкой трубы. Соединительные устройства имеют конструкцию со штипами, цанговым патроном или вальцовкой. При необходимости передавать крутящий момент применяют соединители со штипами и цанговым патроном.

Обратный клапан – предназначен для исключения противотока жидкости из полости скважины в гибкую трубу. По конструкции клапаны бывают шариковые и тарельчатые. Особенностью конструкции тарельчатого

обратного клапана является то, что он должен обеспечивать пропуск шаров, приводящих в действие гидравлические устройства, например, разъединитель.

Разъединитель – обеспечивает отделение спущенного инструмента от гибкой трубы. По принципу привода разъединители для гибкой трубы делятся на разъединители со срабатыванием от внешней растягивающей нагрузки, разъединители с приводом от шара. На рисунке 25 представлен гидравлический разъединитель типа РГ.

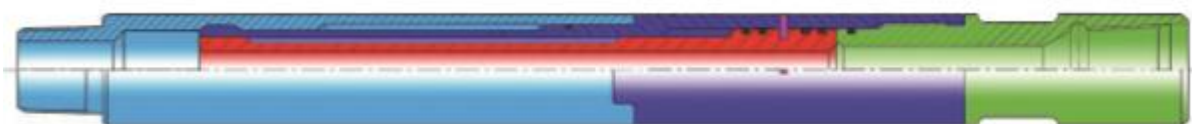


Рисунок 25 – Гидравлический разъединитель

Гидравлический разъединитель типа РГ предназначен для освобождения непрерывной трубы от скважинного оборудования или извлекаемого предмета, если усилие, развиваемое установкой колтюбинга, недостаточно для ликвидации прихвата. Разъединитель применяется в компоновке с забойными двигателями, ловильным инструментом; обеспечивает возможность восприятия крутящего момента от гидравлического двигателя.

Циркуляционный клапан – предназначен для обеспечения пути циркуляции промывочной жидкости из колонны НКТ в кольцевое пространство выше забойного двигателя. Использование этого клапана предотвращает излишний износ забойного двигателя при необходимости продолжать закачку рабочей жидкости после окончания работ с ним. Привод циркуляционного клапана производится сбросом шара. Вспомогательным средством привода является дисковая диафрагма. В случае закупорки забойной компоновки повышенное давление, подаваемое с поверхности, приводит к разрыву диафрагмы и обеспечивает соединение с кольцевым пространством.

Перечисленный выше инструмент может быть собран в моноблоке, называемым надмоторной компоновкой (блоком головки забойного двигателя).

Ловильный инструмент. Спускаемый на гибкой трубе инструмент имеет конструкцию, схожую с известными инструментами и включает ту же

номенклатуру: фрезеры, крюки, овершоты, захваты и т.п. На рисунке 26 представлен ловитель наружный типа ЛН.

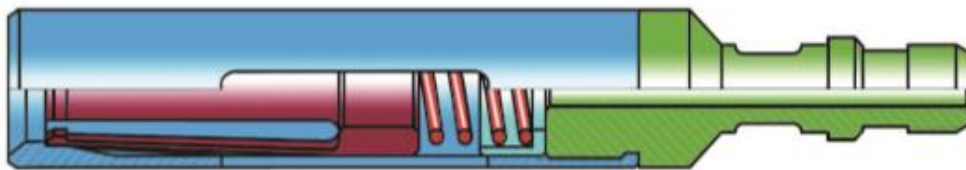


Рисунок 26 – Ловитель наружный

Ловитель наружный типа ЛН предназначен для захвата и извлечения инструмента с ловильными шейками диаметрами 30 и 35 мм из скважины в колонне НКТ. Ловитель спускается в скважину на канате или на безмуфтовой длинномерной трубе.

Овершот – требуется для захвата извлекаемых предметов за наружную поверхность. К этому же классу инструментов относятся спира, обеспечивающие захват за внутреннюю поверхность. Оба типа инструментов должны иметь гидравлический привод, нужный для освобождения предмета в том случае, если его извлечение на гибкой трубе невозможно.

Гидравлический яс. Поскольку использование механических ясов при работе с гибкой трубой невозможно, применяют конструкции, основанные только на гидравлическом принципе действия.

Ускоритель – используют совместно с гидравлическим ясом, с его помощью увеличивают усилия, создаваемые при ударе.

Забойный двигатель. Необходимость вращения инструмента при выполнении ловильных работ встречается достаточно часто. Поскольку для проведения рассматриваемых операций не требуется наличия высокого крутящего момента, как, например, при бурении, то становится возможным применять винтовые двигатели уменьшенной длины.

Шарнирные отклонители и кривые переводники обеспечивают возможность захвата предметов малых размеров, извлекаемых из скважины, если они располагаются не на ее оси, независимо от места их расположения на забое.



Гидравлический центратор – обеспечивает расположение и самого себя, и соединенных с ним устройств по оси скважины.

Эффект от применения гибкой трубы при выполнении ловильных работ заключается, прежде всего, в развитии большего тягового усилия, чем инструментом, спускаемым с помощью канатной техники. Кроме того, облегчает осуществление ловильных операций, существует возможность обеспечения циркуляции рабочей жидкости [16].

### **3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОЛТЮБИНГА В РАЗЛИЧНЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Пласты с низким давлением; пласты, расположенные близко к обводненным; бурение карбонатных пластов; бурение в условиях отрицательного перепада давления все это подходящие условия применения колтюрбингового бурения.

Использование установки колтюрбинга может выражаться в значительном уменьшении пластовых повреждений, а также повышении производительности скважины и суммарной добычи.

Кислотную обработку с использованием колтюрбинга проводят в тех же целях, что и при традиционных технологиях: главным образом для воздействия кислоты на карбонатные породы, слагающие продуктивный пласт, и увеличение его проницаемости.

Гидравлический разрыв пласта с использованием колтюрбинга применяется в условиях, когда отпадает необходимость извлечения колонны лифтовых труб, находящихся в скважине, и спуска колонны НКТ с пакером для выполнения процесса.

Так же исключается операция глушения скважины для извлечения технологического оборудования и сопровождающая ее операция по вызову притока.

Ловильные работы с использованием непрерывной трубы применяются в условиях, когда внутрискважинное оборудование не может быть извлечено на поверхность обычными методами.

Ремонтно-изоляционные работы с использованием колтюрбинга проводятся в тех же целях, что и при традиционных технологиях: главным образом для перекрытия путей движения посторонних вод к эксплуатационному объекту, исправляют повреждения обсадных колонн и изолируют пути движения в скважину верхних, нижних, подошвенных и пластовых вод.

Сводная информация по технологиям с применением колтюбинговой установки представлена в таблице 3 (Приложение А).

Из таблицы 3 видно, что список применения колтюбинговой установки достаточно широк, что в совокупности дает ощутимое сокращение времени и соответственно положительный экономический эффект.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Кротов Евгений Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	Отделение нетегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

#### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на проведение гидравлического разрыва пласта на «Х» нефтяном месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс РФ 2. Фз-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. №55-ФЗ

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности проведения гидравлического разрыва пласта на «Х» нефтяном месторождении
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Составление плана проекта гидравлического разрыва пласта с учетом необходимых эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Экономическое обоснование целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта для калибровки дизайна основной операции на «Х» нефтяном месторождении

#### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Специальная техника для проведения ГРП
2. Время на выполнение подготовительного мероприятия
3. Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

#### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н		29.02.2020

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Кротов Е.В		29.02.2020

**РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности многостадийного гидравлического разрыва пласта с применением колтюбинга на «Х» нефтяном месторождении, поэтому в данном разделе произведен расчет стоимости работ, на проведение ГРП на скважине № «У» «Х» нефтяного месторождения Томской области.

Расчет стоимости затрат на проведение ГРП на «Х» нефтяном месторождении производился с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении.

**4.1 Расчет стоимости проведения гидравлического разрыва**

Один из методов увеличения нефтеотдачи – гидравлический разрыв пласта. Смысл данного метода заключается в том, что жидкость под большим давлением закачивается в пласт, «раскрывая» трещины или создавая новые. Песконесущая жидкость (проппант) не дает трещине сомкнуться после того, как давление понизится, а продавочная жидкость проталкивает проппант глубже в трещину.

Ниже проведен расчет стоимости работ по гидравлическому разрыву пласта на «Х» нефтяного месторождения.

Для проведения данного метода интенсификации, необходима следующая техника и материалы (таблица 4).

Таблица 4 – Список необходимой техники и оборудования для проведения гидравлического разрыва пласта

Наименование	Кол. ед.	Вид работ
<b>Техника</b>		
Насосный агрегат 4АН-700	4	Насосные установки предназначены для закачки рабочих жидкостей (песконоситель, жидкость разрыва)

Продолжение таблицы 4

Блендер на базе УСГ-30	1	Для приготовления рабочих составов
Песковоз на базе Камаз – 53229	1	Песковоз предназначен для перевозки пропанта
Автокран на базе Камаз-6560	1	Монтаж/демонтаж оборудования
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	Перевозка работников
Станция управления на базе Камаз-5350	1	Предназначена для управления процессом ГРП
Лаборатория на базе Камаз-5350	1	Предназначена для анализа химических веществ
Блок манифольд	1	Предназначен для соединения насосных агрегатов с устьем скважины
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	Предназначена для обвязки колонн и герметизации межтрубного пространства
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	Предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны
Скрепер	1	Предназначен для скребкования интервала установки пакера

Таблица 5 – Список необходимого материала при проведении гидравлического разрыва пласта

Наименование	Название	Количество	Ед.изм
Пропант ВР 2	16/20 Боровичи	60	Т
Гелант	WG-46	832	Кг
Стабилизатор глин	WCS-100	462	Л
Дезэмульгатор	WNE-135	462	Л
Сшиватель	DBXL-301	595	Л
Брейкер	WGB-1	36,5	кг
Биоцид	Bioclear1000	2,3	кг
Всего жидкости		231	м3

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что автомобиль Камаз 43114 был в пути 340 км за всё время работ, следовательно, при расходе

топлива 38 л/100 км было потрачено 131 литров д/т. Для оставшейся автотехники аналогично посчитано ГСМ руководствуясь технической характеристикой ТС (таблица 6).

Таблица 6 – Расчёт материальных затрат

<b>Ресурсы</b>	<b>Количество</b>	<b>Стоимость за ед., руб.</b>	<b>Стоимость комплекта, руб.</b>
Спецодежда	24 шт	8000	192000
ГСМ для а/м 4АН-700	4*164 л	40 руб/литр	26240
ГСМ для а/м УСГ-30	130 л	40 руб/литр	5200
ГСМ для а/м Камаз 53229	143 л	40 руб/литр	5720
ГСМ для а/м Камаз 6560	125 л	40 руб/литр	5000
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб/литр	5600
ГСМ для а/м Камаз 43114 Э	131 л	40 руб/литр	5240
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб/литр	5600
Пропант ВР 2	60 т	21200	1272000
Гелант	832 кг	1200	998400
Стабилизатор глини	462 л	900	415800
Дезэмульгатор	462 л	1252	578424
Сшиватель	595 л	430	255850
Брейкер	36,5 кг	1700	62050
Биоцид	2,3 кг	2300	5290
Итого:	-	-	3 838 414

Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения гидравлического разрыва приведёт в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения гидравлического разрыва пласта

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Количес т во,ед.</b>	<b>Стоимость за ед, руб.</b>	<b>Стоимость за комплект, руб.</b>
1	Линия манифольд	1	278000	278000
2	Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000	250000
3	Пакер Seit 15000 PSI	1	264000	264000

#### Продолжение таблицы 7

4	Скрепер	1	127000	127000
	Итого:			919 000

Вывод: для проведения работ, связанных увеличением интенсификации притока на скважине № «У», необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна  $3\,838\,414 + 919\,000 = 4\,757\,414$  рублей.

#### 4.2 Расчёт времени на проведение мероприятия

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж манифольдов, площадки скважины и проведение ГРП.

Таблица 8 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Глушение скважины	7
Монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного оборудования	13
Подъем подземного оборудования	10
Промывка забоя скважины и в случае необходимости реперфорация	14
Проведение комплекса ГИС	9
Спуск-подъем гидравлического скрепера и скреперование интервала установки пакера	8
Спуск, посадка, опрессовка пакера на НКТ-89 мм	12
Проведение ГРП	13
Демонтаж оборудования	10
Итого:	96

Общее время на проведение мероприятия будет равно 96 ч.

#### 4.3 Расчёт амортизационных отчислений

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.



Нормы амортизации для техники при ГРП выбираем согласно классификации основных средств, включаемых амортизационные группы, (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 июля 2016 г. N 640).

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, при проведении гидравлического разрыва пласта представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет амортизационных отчислений

<b>Объект</b>	<b>Стоимость руб.</b>	<b>Норма амортизации %</b>	<b>Норма амортизации в год, руб.</b>	<b>Норма амортизации в час, руб.</b>	<b>Кол -во</b>	<b>Время работы , час.</b>	<b>Сумма амортизации, руб.</b>
Линия Манифольд	278000	20	55600	6,347032	1	96	609,3151
Колонная головка Cameron 15000 PSI	250000	20	50000	5,707763	1	96	547,9452
Пакер Seit 15000 PSI	264000	20	52800	6,027397	1	96	578,6301
Скрепер	127000	20	25400	2,899543	1	96	278,3562
4АН-700	342641 0	10	342641	39,11427	4	96	15019,88
УСГ-30	291745 6	10	291745,6	33,30429	1	96	3197,212
Камаз 53229	256123 4	10	256123,4	29,23783	1	96	2806,832
Камаз 6560	262879 1	10	262879,1	30,00903	1	96	2880,867
Камаз 5350	289142 3	10	289142,3	33,00711	1	96	6337,365
Камаз 43114 Э	209839 1	10	209839,1	23,95424	1	96	2299,607
Итого		-	-	-	-	-	34556

Примечание: Амортизация рассчитывается исходя из срока полезного использования, согласно Классификации основных средств для техники – 10 лет, для линии монофольд, колонной головки, пакера, скрепера - 5 лет. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным рабочему времени для гидравлического разрыва пласта (96 часов).

#### **4.4 Расчёт заработной платы**

Персонал для проведения необходимого проектирования: геолог; лаборант, супервайзер.

Персонал для проведения фактической операции: мастер ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления; машинист автокрана; оператор песковоза.

Персонал для проведения вспомогательных операций: мастер ДНГ, 4 оператора ДНГ, 2 водителя вахтовки.

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 10 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1400р
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ГРП таблица 11 (Приложение Б).

Примечание: Заработная плата за выполненный вид работы рассчитывается исходя из того, что в рабочей вахте 16 дней.

#### **4.5 Отчисления во внебюджетные фонды**

В таблице представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального

страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС). Расчет приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Заработная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям, руб.			
		Страх.взн,0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС5,1%
Геолог	17194	34,4	3783	498,6	876,9
Лаборант	8740	17,5	1923	253,5	445,7
Супервайзер	24505	49,0	5391	710,6	1249,7
Мастер ГРП	19931	39,9	4385	578,0	1016,5
Оператор Блендера	23969	47,9	5273	695,1	1222,4
Оператор насосных агрегатов	89339	178,7	19655	2590,8	4556,3
Оператор станции управления	12368	24,7	2721	358,7	630,8
Машинист автокрана	10731	21,5	2361	311,2	547,3
Оператор песковоза	10861	21,7	2389	315,0	553,9
Мастер ДНГ	18088	36,2	3979	524,5	922,5
Оператор ДНГ	41761	83,5	9187	1211,1	2129,8
Водитель вахтовки	21461	42,9	4722	6224	1094,5
ИТОГО:		90282,7			

#### 4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения ГРП представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Расчёт материальных затрат	3838414
2	Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения ГРП	919000
3	Расчет амортизационных отчислений	34554
4	Расчет заработной платы сотрудников	298946,77
5	Отчисления во внебюджетные фонды	90281,9
6	Итого основные расходы	5181196,67
7	Накладные расходы 16% от суммы п.1-5	828991,47
8	Всего затраты на мероприятие	6010188,14

Вывод: Для увеличения коэффициента нефтеизвлечения на «Х» нефтяном месторождении, используют гидравлический разрыв пласта.

Экономический эффект обеспечивается за счет увеличения среднесуточного дебита по скважине. Для полного проведения работ, по интенсификации притока с помощью ГРП на «Х» нефтяном месторождении, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 6 010 188,14 рублей.

Стоимость нефти на 1 апреля 2017 года составляет 18 679 рублей за тонну. В результате проведения гидравлического разрыва пласта на скважине № «У» «Х» нефтяного месторождения увеличился среднесуточный дебит по нефти с 11 м3/сут до 52 м3/сут. Среднесуточный прирост добычи нефти составляет 41 м3/сут, что составляет 766 тыс. руб. в сутки.

Затраты на проведение гидравлического разрыва пласта окупились в течение 8 суток, при продолжительности технологического эффекта 365 суток, что свидетельствует о целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на скважине № «У» «Х» месторождения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Кротов Евгений Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

### СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Особенности технологии проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта с применением колтюбинговой установки
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-Трудовой кодекс РФ - ст. 302 ТК РФ, - ст. 297 ТК РФ.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Движущиеся машины и механизмы – Электрический ток – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе – Превышение уровней шума
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	– воздействие на пересекающие пласты при операциях связанных с гидравлическим разрывом пласта,
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	– выбросы нефти и газа – аварийное разрушение, по причинам коррозии и усталости конструкционных материалов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

#### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		29.02.2020

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Кротов Евгений Владимирович		29.02.2020

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты окружающей среды при гидравлическом разрыве пласта с применением колтюбинга.

В данной работе предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом ГРП с применением колтюбинга.

## **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Нефтяное месторождение «Х» расположено в Западной Сибири, частично приравняемой к району Крайнего Севера. Работа в районах Крайнего Севера подразумевает вахтовый график работы, поэтому некоторые правовые и организационные вопросы рассматриваются в соответствии с трудовым кодексом Российской Федерации.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней (ст. 302 ТК РФ).

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках. Вахтовые поселки представляют собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для

обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха (ст. 297 ТК РФ).

Важнейшей составной частью комплекса работ по совершенствованию организации труда на предприятиях является улучшение организации обслуживания рабочих мест, которые следует рассматривать как первичное звено производственного процесса, его организационно-техническую основу.

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Особенности процесса ГРП, создающая опасность для обслуживающего персонала обусловлено необходимостью обслуживания оборудования (трубы, краны) находящего при проведении технологического процесса под высоким давлением.

Проведением работ вся площадка перед скважиной должна быть очищена от захламлений, грязи, техника расставлена согласно схеме расстановки оборудования.

Все работники должны быть ознакомлены с планом поведения работ и проинструктированы. На площадке выставляются предупреждающие плакаты.

Перед проведением работ с площадки удаляются все посторонние, допуск на объект запрещен.

Трубы, краны должны быть опрессованы с составлением акта. Запрещено пользоваться неисправными манометрами. Перед разборкой давление должно быть стравлено.

### **5.2.2. Анализ опасных и вредных производственных факторов**

При проведении работ по гидравлическому разрыву пласта, проводимого на нефтяных месторождениях высока вероятность присутствия опасных и вредных производственных факторов, которые могут повлиять на состояние здоровья или смерти рабочих, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Необходимо четко соблюдать инструкции завода-изготовителя по рациональному использованию колтюбинговой установки.



Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
ГРП	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.3.003-86 ГОСТ 12.3.004-75 ГОСТ 12.1.003-83
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	Давление (разрушение систем, работающих под давлением)	
	Отклонение показателей микроклимата	Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением)	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Несоответствие оборудования необходимым требованиям (неисправность оборудования)	

Наряду с тем, что гидравлический разрыв пласта ориентирован на повышение нефтеотдачи, он является и источником повышенного уровня опасности. В разрезе влияния на человека можно выделить такие факторы как пожароопасность, работы в условиях высокого давления, а также токсичность используемых реагентов.

#### Влияние токсичных реагентов

При ГРП используются реагенты необходимые для повышения качества проведения работ. При применении жидкости разрыва имеющей нефтяную основу есть опасность токсичного воздействия персонал при нарушении линии высокого давления, а также при сливе этих линий при разборке оборудования. Также, ввиду использования при данном методе большого количества различной техники, можно сделать вывод, что и выхлопные газы могут быть рассчитаны как токсичные вещества.

Используемые в данном методе реагенты могут находиться в различном агрегатном состоянии, поэтому их воздействие на организм возможно различными способами, такими как органы дыхания, пищеварения или кожу

человека. Так как используемые реагенты относятся к 3-му классу токсичности, то их можно отнести к общетоксическим химическим веществам. То есть при достаточной дозировке воздействия на организм рабочего они способны вызывать различную степень отравления, что может повлечь за собой ухудшение самочувствия, потерю сознания, а также привести к летальному исходу.

#### Влияние высокого давления

Наличие высокого давления при проведении ГРП один из трех наиболее опасных факторов (пожароопасность, поражение электрическим током). Эти факторы воздействуют как на оборудование, так и на рабочий персонал. Источниками высокого давления при проведении ГРП являются как компрессоры, так и используемые линии высокого давления (задвижки, трубы, устьевая арматура).

5.2.3. Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работающих

Одной из основных целей мероприятий по защите от вредных и опасных факторов является защита персонала предприятия, так как несоблюдение правил безопасности при участии в технологическом процессе может повлечь как травматизм разной степени тяжести, так и гибель сотрудника.

Во избежание на предприятии несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций необходимо на регулярной основе проводить стажировки, аттестации и инструктажи работников. Рабочее место должно соответствовать нормативам установленным законодательством РФ, быть обеспеченным исправной техникой и необходимыми указателями.

Перед началом работ колонна гибких труб (КГТ) должна быть оснащена обратным клапаном и опрессована на полуторакратное рабочее давление.

До и после проведения работ по ремонту скважины должна проводиться ревизия превентора и механизма подачи КГТ.

Запрещается проводить работы с колтюбинговой установкой при неисправных узлах и механизмах системы, могущих привести к потере работоспособности агрегата.

Запрещается проводить работы с колтюбинговой установкой, если не обеспечены условия по исключению поперечных колебаний фонтанной арматуры скважины [18].

При проведении ГРП необходимо соблюдать следующие требования:

- допуск к работам по ГРП получают только лица, прошедшие специальное обучение и проверку знаний, в обязательном порядке необходимо проведение инструктажей на рабочем месте;

- ответственный руководитель проведения ГРП - представитель подрядчика, который и несет ответственность за выполнение как запланированных, так и внештатных работ;

- размещение оборудования планируется руководителем таким образом, чтобы минимизировать воздействие негативных факторов;

- трубы, шланги и инструмент необходимо уложить в штабель с противораскатными стойками. Территория должна быть убрана от посторонних предметов, мусора;

- руководство должны иметь портативными средствами связи;

- обязательно наличие сигнальных знаков с надписями, рабочие обеспечены спецодеждой и касками;

- в темное время суток гидравлический разрыв пласта можно проводить только при достаточной освещенности.

- не используемые транспортные средства должны быть на безопасном расстоянии (50 метров);

- оборудование должно быть в соответствующем техническом и технологическом состоянии, соответствовать требованиям норм и правил, должно быть использовано только по прямому назначению;

- нахождение персонала в пределах опасной зоны строго запрещено.

#### 5.2.4 Общие требования для колтюбинговых установок

Колтюбинговые установки должны быть оснащены:

- ограничителями грузоподъемности;
- системами контроля и регистрации нагрузок, возникающих при спускоподъемных операциях;
- системой контроля утонения труб;
- системой контроля и регистрации давления при прокачивании через гибкую трубу жидкости в процессе технологических операций;
- штатным комплектом инструмента, запасных частей и принадлежностей для ремонта превентора и агрегата в целом.

Подготовка площадки, монтаж и эксплуатация колтюбинговых установок должны производиться в соответствии с техническими условиями и инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

При проведении КРС с использованием колтюбинговых установок в обязательном порядке должны соблюдаться все требования правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [18].

Работы с использованием колтюбинговых установок должны производиться персоналом, прошедшим обучение и имеющим квалификационные удостоверения. Обслуживающий персонал колтюбинговой установки должен быть укомплектован в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя установки, ознакомлен с планом работ и пройти инструктаж по их безопасному ведению.

### **5.3. Экологическая безопасность**

В целях сохранения экологии окружающей среды необходимо решать задачи:

- предупреждение загрязнения недр, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения
- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;

–недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

–недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

–поддерживать герметичность системы сбора и транспорта нефти и газа.

–предусмотреть полную утилизацию попутного газа, в том числе с последней ступени перфорации.

–установить контроль за воздушной средой на основных нефтепромысловых объектах для определения опасной концентрации газов.

–обеспечить полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные горизонты в течение всего периода разработки месторождения.

–производить обваловку площадок для расположения кустов скважин, регулярно проверять состояние обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин.

–вести учет и контроль использования воды, предотвращать утечки через неплотные соединения в водяных линиях. Применять замкнутую систему водоснабжения при бурении.

–производить сброс хозяйственно-питьевых стоков в водоемы только после биологической очистки.

–в целях предупреждения нефтегазовых выбросов и открытого фонтанирования необходимо постоянно проводить плановопредупредительные ремонты перекрывающих устройств, обваловок и т.д.

–при освоении и капитальном ремонте скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор или в закрытую емкость.

–строить кустовые площадки и шламовые амбары в соответствии с «Руководством на внедрение подготовительных работ к бурению».

–расстояние от стенки амбара до края площадки должно быть не менее 10м.

#### **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении ГРП на производстве возможно возникновение вредных и опасных факторов способных нанести вред окружающей среде, а также повлечь травматизм или гибель работников. Ввиду этого на предприятиях разрабатываются и вводятся мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и несчастных случаев:

–модернизация оборудования;

–усовершенствование различных приспособлений, блокировочных устройств, систем контроля состояния изоляции электрических сетей, устройств заземления, герметичной осветительной проводки, установка индикаторов напряжения в сети, приборов контроля статического электричества и т.д.;

–введение различных блокировочных систем и сигнализаций, приобретение знаков безопасности ;

–индикатора сероводородного ИСВ – 2 и др.;

–установка дозиметрического контроля радиоактивности и др.;

–использование средств телевизионного и радиуправления технологическими процессами, устройствами, переговорных устройств для работников и т.д.; - механизация уборки производственных помещений и др.;

–содержание в соответствие с требованиями правил безопасности производственных коммуникаций.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ операций, связанных с применением колтюбинговой установки в различных технологических операциях, а также решены следующие задачи:

- рассмотрены виды работ с применением колтюбинговых технологий;
- проанализированы способы применения технологий колтюбинга на месторождениях;
- оценены перспективы применения колтюбинга на месторождениях Западной Сибири.

Дано описание проведения технологического процесса с использованием непрерывной трубы, геолого-промысловые условия для эффективного применения установки непрерывной трубы.

Описана неисправность привода барабана и вариант решения этой проблемы.

Рассчитана экономическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта с применением установки колтюбинга.

Раскрыты вопросы охраны труда лиц, работающих на установке, а также требования к рабочему месту.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. [Электронный ресурс] / Применение колтюбинговой технологии в бурении – Режим доступа: <https://studbooks.net/1770609/geografiya/vvedenie>, свободный. – Дата обращения 10.03.2020 г.
2. [Электронный ресурс] / Мировой опыт применения колонн гибких труб – Режим доступа: [https://studwood.ru/1762086/tovarovedenie/kolonna\\_gibkih\\_trub](https://studwood.ru/1762086/tovarovedenie/kolonna_gibkih_trub), свободный. – Дата обращения 17.03.2020 г.
3. [Электронный ресурс] / Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК-Нижневартовск» – Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/ru/2-8>, свободный. – Дата обращения 19.03.2020 г.
4. [Электронный ресурс] / RPI: Старение фонда скважин поддержит рынок операций КРС и колтюбинга – Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/rpi-старение-фонда-скважин-поддержит-ры/?lang=ru>, свободный. – Дата обращения 19.03.2020 г.
5. [Электронный ресурс] / ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА – Режим доступа: <https://docplayer.ru/53501969-Opyt-primeneniya-tehnologii-gorizontalnogo-bureniya-na-depressii-s-primeneniem-koltyubinga.html>, свободный. – Дата обращения 19.03.2020 г.
6. [Электронный ресурс] / Бурение боковых стволов и горизонтальных участников скважин – Режим доступа: <http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/burenie-bokovyh-stvolov-i-gorizontalnyh-uchastnikov-skvazhin/>, свободный. – Дата обращения 20.03.2020 г.
7. [Электронный ресурс] / Кульчинский Д.Ю. ТЕХНОЛОГИЯ ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ ПРИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ ПЛАСТА В СОВРЕМЕННОЙ МИРОВОЙ



- НЕФТЕОТДАЧИ – Режим доступа:  
<https://sibac.info/journal/student/91/169997> ,свободный. – Дата обращения  
21.03.2020 г.
8. [Электронный ресурс] / КАРОТАЖНЫЕ РАБОТЫ – Режим доступа:  
[http://www.kbkm.narod.ru/tehn\\_11.html/](http://www.kbkm.narod.ru/tehn_11.html/) ,свободный. – Дата обращения  
22.03.2020 г.
9. [Электронный ресурс] / Кислотная обработка – Режим доступа:  
<http://neftandgaz.ru/?p=3168> , свободный. – Дата обращения 25.03.2020 г.
10. Журнал Время колтюбинга [Электронный ресурс] / Кислотная обработка  
призабойной зоны – Режим доступа:  
[http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-  
spetsialista/izolyatsiya-perforatsionnyh-otverstii/](http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/izolyatsiya-perforatsionnyh-otverstii/) ,свободный. – Дата  
обращения 27.03.2020 г.
11. Журнал Время колтюбинга [Электронный ресурс] / Гидравлический  
разрыв пласта – Режим доступа:  
[http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-  
spetsialista/gidravlicheskii-razryv-plasta/](http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/gidravlicheskii-razryv-plasta/) ,свободный. – Дата обращения  
27.03.2020 г.
12. Журнал Время колтюбинга [Электронный ресурс] / Технология  
гидропескоструйной перфорации эксплуатационной колонны ISOJET при  
использовании ГНКТ и с последующим проведением ГРП – Режим  
доступа: [http://www.cttimes.org/kscms/uploads/editor/files/pdf-  
files/issue\\_37\\_44-49.pdf](http://www.cttimes.org/kscms/uploads/editor/files/pdf-files/issue_37_44-49.pdf) ,свободный. – Дата обращения 10.04.2020 г.
13. Журнал Время колтюбинга [Электронный ресурс] / Установка  
цементного моста.– Режим доступа:  
[http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-  
spetsialista/ustanovka-tsementnogo-mosta/](http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/ustanovka-tsementnogo-mosta/) ,свободный. – Дата обращения  
14.04.2020 г.
14. Журнал Время колтюбинга [Электронный ресурс] / Изоляция  
перфорационных отверстий.– Режим доступа:

- <http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/izolyatsiya-perforatsionnyh-otverstii/> ,свободный. – Дата обращения 14.04.2020 г.
- 15.Журнал Время колтюбинга [Электронный ресурс] / Изоляция заколонных перетоков в скважинах с горизонтальными стволами – Режим доступа: <http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/izolyatsiya-zakolonnyh-peretokov-v-skvazhinah-s-gorizontalnymi-stvolami/> , свободный. – Дата обращения 18.04.2020 г.
- 16.Журнал Время колтюбинга [Электронный ресурс] / Ловильные работы.– Режим доступа: <https://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista/lovilnye-raboty/>, свободный. – Дата обращения 22.04.2020 г.
- 17.[Электронный ресурс] /ЕДИНЫЕ ПРАВИЛА ВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ ОАО «ГАЗПРОМ» – Режим доступа: [https://zinref.ru/000\\_uchebniki/01500\\_gaz/050\\_STO\\_Gazprom\\_rd\\_%202\\_1-140-2005/004.htm](https://zinref.ru/000_uchebniki/01500_gaz/050_STO_Gazprom_rd_%202_1-140-2005/004.htm) , свободный. – Дата обращения 25.04.2020 г.

## Приложение А

Таблица 3 – Область применения технологии колтюбинга в различных технологических операциях при разработке нефтяных месторождений

Технология с использованием колтюбинговой установки	Условия применения	Эффективность от использования колтюбинговой установки
Технология колтюбингового бурения	<p>Для бурения новых скважин, так и бурения боковых стволов и горизонтальных участников скважин.</p> <p>Бурение боковых стволов с наклонным или горизонтальным профилем выполняется в уже имеющейся вертикальной скважине через предварительно прорезанное окно в эксплуатационной колонне.</p>	<p>-Увеличенная скорость механической проходки;</p> <p>-Уменьшение необходимых объемов технологических жидкостей;</p> <p>-Высокая степень автоматизации бурения;</p> <p>-Высокий уровень производственной и экологической безопасности;</p> <p>-Возможность проводки ствола скважины по пластам малой толщины с высокой точностью.</p>
Геофизические исследования скважин	Проведение геофизических исследований, как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах.	<p>-Меньшие затраты времени на спускоподъемные операции инструмента, чем при использовании кабеля;</p> <p>-Большой диапазон скоростей перемещения приборов и инструмента во время исследований;</p> <p>-Проникновение в любые участки горизонтальных скважин;</p> <p>-Отсутствуют задержки исследований связанные с наращиванием колонны.</p>

Продолжение таблицы 3

Технология освоения азотом	Вызов притока в вертикальных, и горизонтальных скважинах.	<p>-Отсутствие осадков механических примесей;</p> <p>-Отсутствие риска возгорания смеси, по причине того, что азот инертный газ и не вступает в реакции с другими веществами;</p> <p>-Быстрое возобновление потока нефти в пластах скважин;</p> <p>-Быстрое снижение плотности нефти;</p> <p>-Эффективная очистка ствола на горизонтальных участках.</p>
Кислотная обработка призабойной зоны пласта	<p>При высоком значении трещиноватости породы целесообразно применение загущенных кислот и пен. Это способствует повышению охвата пласта. Для загущения в кислоту вводят карбокилметилцеллюлозу (КМЦ).</p> <p>В случае, когда забой загрязнен минеральными взвесями для улучшения проникновения реагента предпочтительнее газированные кислоты, у которых снижено поверхностное натяжение на границе с горной породой.</p>	<p>Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25-30%, кроме того сокращается общее время обработки скважины.</p>

Продолжение таблицы 3

<p>Кислотная обработка призабойной зоны пласта</p>	<p>Пласты, состоящие из песка, песчаников и алевролитов, обрабатывают глинокислотой. Применение сульфаминовой кислоты ограничено тем, что при нагреве до 80°C она разлагается водой на 43%. При температуре свыше 115 °C на забое закачивают концентрированную соляную кислоту.</p> <p>Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии.</p>	
<p>Ремонто-изоляционные работы</p>	<p>Проводят в случаях, когда необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-обеспечить изоляцию продуктивных объектов от вод,</li> <li>-создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне,</li> <li>-перекрыть фильтр при переводе скважины на выше - или ниже залегающий горизонт,</li> <li>-перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне,</li> <li>-изолировать продуктивные горизонты друг от друга в интервале спуска эксплуатационной колонны или хвостовика при зарезке и бурении второго ствола,</li> </ul>	<p>Применение колтюбинга в ремонтно-изоляционных работах обусловлено меньшим временем на спускоподъемные операции и как следствие меньшими затратами.</p>

Продолжение таблицы 3

Визуальное обследование внутренней поверхности эксплуатационной колонны	Такие исследования применяются для выявления потенциально опасных участков по всему стволу скважины, и для определения интервалов нарушения.	Применение колтюбинга в обследованиях скважин вызвано меньшим временем на спускоподъемные операции и как следствие меньшими затратами.
Ловильные работы	Применяются при неполадках связанными с разрушением, прихватом, обрывом части внутрискважинного оборудования, которая не может быть извлечена на поверхность обычными методами.	Применение колтюбинга в ловильных работах обусловлено меньшим временем на спускоподъемные операции и как следствие меньшими затратами.

Таблица 11 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент	Зарботная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	Доплата за вредность	Итого заработная плата, руб.(вахта 16 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (96 часов).
Геолог	1	32916	16458	16458	3292	3950	73074	17193,77
Лаборант	1	16732	8366	8366	1673	2008	37145	8740,01
Супервайзер	1	46912	23456	23456	4691	5629	104145	24504,62
Мастер ГРП	1	38156	19078	19078	3816	4579	84706	19930,90
Оператор Блендера	2	22943	11472	11472	2294	2753	50933	23968,69
Оператор насосных агрегатов	8	21379	10690	10690	2138	2565	47461	89339,07
Оператор станции управления	1	23678	11839	11839	2368	2841	52565	12368,27
Машинист автокрана	1	20543	10272	10272	2054	2465	45605	10730,70
Оператор песковоза	1	20792	10396	10396	2079	2495	46158	10860,76
Мастер ДНГ	1	34627	17314	17314	3463	4155	76872	18087,52
Оператор ДНГ	4	19987	9994	9994	1999	2398	44371	41761,1
Водитель вахтовки	2	20543	10272	10272	2054	2465	45605	21461,39
ИТОГО:	24							298946,77